



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ KASDI MERBEH OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELLABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DÉPARTEMENT DE FORAGE ET MÉCANIQUE DES CHANTIERS
PÉTROLIERS

MEMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

En vue de l'obtention du Diplôme Master

Option : forage Pétrolier

Thème

Etude de la technique de Forage à Pression Gérée (MPD) :

Applications aux champs NEZLA et HAMRA

Présenté Par : **BEN ABDELKADER Mehdi**

BOUSSIOUD Samir

Soutenu publiquement le **24/06/2018**

Devant le jury :

Mr. TOUAHRI Abdeldjebar

UKM Ouargla

Président.

Mr. MECIBAH Ilyes

UKM Ouargla

Examinateur.

Mme. HADJADJ Souad

UKM Ouargla

Encadreur.

Mr. *BOUCENNA Ibrahim*

SONATRACH

Co-Encadreur.

Année Universitaire : 2017/2018

Le forage à pression gérée MPD (Managed Pressure Drilling) est une nouvelle technique qui sert à gérer et contrôler les pertes de charges annulaires et permet de surmonter les différents problèmes reliés au forage y compris le coincement par pression différentielle, perte de circulation, le temps non productif et les coûts excessifs notamment dans les champs où la fenêtre entre la pression interstitielle et la pression de fracturation est très réduite, ce qu'on appelle la fenêtre étroite de forage.

L'objectif de ce travail est d'étudier les performances et la fiabilité de MPD en Algérie et cibler les paramètres critiques influant sur sa réussite pour avoir une vision générale sur l'actualité et la prévision de cette technique de forage.

Afin de remplir ces objectifs, on a procédé à étudier deux champs promoteurs (Nezla et Hamra). Ces derniers comportent plusieurs puits bons candidats, quelques-uns vont être examinés dans cette étude, suivant des critères bien déterminés, basés sur les avantages et les inconvénients de MPD, tels que les marges de forage et la densité de boue équivalente utilisée, les critères des réservoirs traversés, les problèmes de forage et la stabilité des parois, ...etc. La phase cible est celle de 6", cette dernière n'était pas choisie, mais elle était imposée par le programme de forage, car sa construction s'effectue en traversant les formations critiques (Grès d'Ouargla et Quartzites Hamra), sujettes de cette étude.

Mots clés : forage à pression gérée, pression de fracturation, pression interstitielle, fenêtre de forage, Quartzites Hamra.

Managed Pressure Drilling (MPD) is a new technology, that is used to manage and control the annular frictional pressure losses and allows us to overcome different kinds of drilling related problems including stuck pipe, lost circulation and excessive nonproductive time and costs especially in the fields where the window between the pore pressure and the fracture pressure is too close which is called narrow drilling window.

The objective of this work is to study the performances and the reliability of MPD in Algeria and to target the critical parameters influencing its success to have a general vision on the actuality and the forecast of this drilling technique.

In order to achieve these objectives, two promoter fields (Nezla and Hamra) have been studied. These include several good candidate wells, some of them will be examined in this study, according to well-defined criteria, based on MPD advantages and disadvantages, such as the drilling windows and the equivalent mud density used, drilling problems and walls stability. The target section is that of 6 ", imposed by the drilling program, by crossing the critical formations (Gres d'Ouargla and Quartzites Hamra).

Key words: Managed Pressure Drilling, fracturing pressure, interstitial pressure, drill window, Quartzites Hamra.

تعد تقنية الحفر بالضغط المتحكم فيه من بين التقنيات الحديثة التي تركز على التحكم في الضغط الحلقي مما يسمح بالتغلب على مختلف المشاكل المتعلقة بالحفر منها استعصاء أو تلبد ماسورة الحفر، تسرب سائل الحفر والاستهلاك غير المنتج لزمن الحفر الذي يؤدي الى زيادة في التكاليف لاسيما في الحقول التي فيها تقارب كبير بين ضغط الموائع الطبقيّة وضغط التكوين الصخري، ما يسمى بنافاذة الحفر الضيقة.

الهدف من هذه الدراسة، التعرف عن كثب على هذه التقنية ومجارات تطبيقها في الجزائر لاستهداف العوامل التي تؤثر سلبا على سيرورتها المناسبة من أجل تكوين فكرة عامة حول واقع وتوقعات تقنية الحفر هذه.

لبلوغ هذا الأخير، تم تسليط الضوء على حقلي نزلة وحمرة الواعدين، الشاملين لعدة آبار تلبّي شروط تطبيق هذه التقنية، بعض منها سيخضع للدراسة وفق عدة معايير تستند على مزاياها وعيوبها مثل: نافذة الحفر، كثافة طين الحفر المكافئة المستعملة، خواص الطبقات الجيولوجية، مشاكل الحفر، ... الخ.

المرحلة المستهدفة "6" العابرة للطبقات الجيولوجية -قيد الدراسة-كوارتزيت الحمرا والحجر الرملي لورقلة.

الكلمات المفتاحية: الحفر بالضغط المتحكم فيه، ضغط الموائع الطبقيّة، ضغط التكوين الصخري، نافذة الحفر، كوارتزيت الحمرا.

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu "ALLAH" le tout puissant, pour nous avoir donnés autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

*Nos remerciements, en second lieu, sont adressés à notre Encadreur, Madame **HADJADJ Sauad**, de sa patience et de son soutien qui nous a été précieux afin de mener notre travail à bon port.*

*Notre gratitude est particulièrement à notre Co-Encadreur Monsieur **BOUCENNA Ibrahim** pour son collaboration et son aide.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous le personnels SONATRACH, pour leurs coup de main. A tous les professeurs et le personnel du département Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers, Faculté des Hydrocarbures et des Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et l'Univers, Université Kasdi Merbah - Ouargla. Ainsi qu'aux nos collègues et amis et tous les personnes qui ont participées de près ou de loin à l'exécution de ce travail.

Merci à tous et à toutes.

Mehdi et Samir

Dédicaces

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

*A mon très cher père **BEN ABDELKADER M'hamed**, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées : **Radwan, Younes et Youssef**.*

*A toute ma famille : **BEN ABDELKADER**.*

*A toute LA famille : **BOUNAB**.*

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier :

BEDJAOUI Moubarek, CHANEF Abd elmalek et SKOURET Slimen.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **BOUSSIOUD Samir** et sa famille.*

BEN ABDELKADER Mehdi

Dédicaces

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

*A mon très cher père **BOUSSIOUD AZZEDDINE**, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées : **Abd anour, Saïd, Bassem et Abla.***

*A toute ma famille : **BOUSSIOUD.***

*A toute LA famille : **KADRI.***

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier :

BOUCENNA Ibrahim et SOUANE Ali.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **BEN ABDELKADER Mehdi** et sa famille.*

BOUSSIOUD Samir

Sommaire

ملخص

Abstract

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature

INTRODUCTION.....	01
Chapitre I: GENERALITES.....	03
1. Type des contraintes.....	03
1.1. Contrainte géostatique.....	03
1.2. Contrainte de fracturation.....	03
1.3. Pression de pore.....	04
1.4. Pression de collapse.....	04
2. Forage à pression gérée (MPD).....	04
3. La différence entre MPD et les autres techniques de forage.....	04
4. Historique de MPD.....	06
5. Les avantages et les inconvénients de MPD.....	06
5.1. Les avantages de MPD.....	06
5.2. Les inconvénients de MPD.....	09
6. Classification du MPD.....	10
6.1. Classification selon HSE.....	10
6.2. Classification selon la technique.....	10
6.2.1. Constant Bottom Hole pressure (CBHP).....	11
6.2.2. Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD).....	11

6.2.3. Dual Gradient Drilling (DGD).....	11
6.2.4. Health, Safety and Environment (HSE).....	11
6.3. Classification selon BHP (Pression de fond).....	11
7. Description et choix des procédés et leurs méthodes.....	12
Chapitre II: DESCRIPTION DU PROCEDE CBHP.....	15
1. La sélection d'un puits et l'étude de faisabilité.....	15
1.1. Les étapes incluent dans la sélection des puits candidats	15
2. MPD à pression de fond constante (CBHP).....	16
2.1. Description du CBHP.....	16
2.2. Description du système DAPC.....	22
2.2.1. Utilisation des chokes.....	22
2.2.2. Utilisation d'une pompe (la pompe BP).....	23
2.2.3. Utilisation de la méthode de point à pression constante.....	24
2.3. Les équipements de procédé CBHP.....	24
2.3.1. Equipements de surface.....	25
2.3.2. Equipements de fond.....	30
Chapitre III: ETUDE DE CAS.....	32
1. Les objectifs et la procédure de cette étude.....	32
2. Déroulement de MPD dans les champs Nezla et Hamra.....	33
3. Application de MPD dans le champ Nezla.....	33
3.1. Présentation des puits ciblés.....	35
3.2. MPD des puits ciblés	37
3.3. Problèmes de forage et stabilité des parois	37
3.4. ROP et les outils de forage.....	39
3.5. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause.....	40
4. Application de MPD dans le champ Hamra.....	41
4.1. Présentation des puits ciblés.....	42
4.2. MPD des puits ciblés	43
4.3. Problèmes de forage et stabilité des parois	44
4.4. ROP et les outils de forage.....	44
4.5. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause.....	47

5. Comparaison entre les performances MPD des deux champs.....	48
5.1. Etat des reservoirs.....	48
5.2. Problèmes de forage et stabilité des parois	50
5.3. ROP et les outils de forage.....	50
5.4. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause.....	52
CONCLUSION.....	55

Références bibliographiques

Annexes

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: Les procédé, méthodes et possible lieux d'application.....	14
Tableau III.1: Les puits ciblés au champ Nezla : fenêtres de forage et ECD, phase 6".....	38
Tableau III.2: Les puits ciblés au champ Nezla : Outil de forage et ROP, phase 6"..	39
Tableau.III.3: Les puits ciblés au champ Nezla : temps non productif.....	41
Tableau.III.4: Les puits ciblés au champ Hamra : fenêtres de forage et ECD, phase 6".....	43
Tableau.III.5: Les puits ciblés au champ Hamra : Outil de forage et ROP, phase 6".	46
Tableau.III.6: Les puits ciblés au champ Hamra : temps non productif.....	47
Tableau.III.7: Les inclinaisons des puits ciblés au champ Hamra : phase 6".....	51
Tableau.III.8: La date d'achèvement des puits ciblés aux champs Nezla et Hamra : phase 6".....	54

FIGURE I.1: la convergence entre les différentes techniques de forage.....	05
FIGURE 1.2: Une perte de circulation sur la gauche et venue sur la droite.....	07
FIGURE II.1: Les limites qui définissent la marge de MPD.....	17
FIGURE II.2: Le profil de pression statique et dynamique de fond de puits.....	18
FIGURE II.3: Un système à circulation ouverte.....	18
FIGURE II.4: La fenêtre de travail dans le cas de $P_{collapse} > P_{pore}$	19
FIGURE II.5: Un système à circulation fermé.....	20
FIGURE II.6: L'utilisation du SBP dans la méthode de CBHP.....	21
FIGURE II.7: Le profil de pression statique et dynamique dans un système fermé..	22
FIGURE II.8: Un choke automatique.....	23
FIGURE II.9: Le circuit de boue dans le cas de l'utilisation d'une pompe BP.....	23
FIGURE II.10: Un log de réalisation de la méthode PoCP.....	24
FIGURE II.11: La conduite de retour (Flow Line).....	25
FIGURE II.12: Le débit mètre (Coriolis).....	26
FIGURE II.13: Le choke manifold à commande semi-automatique.....	27
FIGURE II.14: La pompe de pression de retour.....	28
FIGURE II.15: Le Rotating Contrôle Device (RCD).....	29
FIGURE II.16: La vanne ESD (manuelle).....	29
FIGURE II.17: Les vannes anti retour (non return valve).....	30
FIGURE II.18: La vanne DDV (Down hole Deployment Valve).....	31
FIGURE III.1: Fenêtres de forage des puits ciblés, phase 6", champ Nezla.....	36
FIGURE III.2: Variation de ROP en fonction de la profondeur de HQ, champ Nezla.....	40
FIGURE III.3: Positions des puits ciblés au champ Hamra.....	42

FIGURE III.4: Variation de ROP en fonction de la profondeur de HQ, champ Hamra..... 45

FIGURE III.5: Epaisseurs des réservoirs traversés par la phase 6' des deux champs Hamra et Nezla..... 49

FIGURE III.6: Nombre des outils de forage consommés durant le forage de la phase 6' des deux champs Hamra et Nezla..... 51

FIGURE III.7: Vitesse d'avancement moyenne durant le forage de la phase 6' des deux champs Hamra et Nezla..... 52

FIGURE III.8: Temps Non Productif durant le forage de la phase 6' des deux champs Hamra et Nezla..... 53

NOMENCLATURE

ABP	: Application Back Pressure.
AFP	: Annular Friction Pressure.
BH	: Bottom Hole.
BHA	: Bottom Hole Assembly.
BHP	: Bottom Hole Pressure.
BP	: Back Pressure.
BOP	: Blow Out Preventer.
CBHP	: Constant Bottom Hole Pressure.
CCS	: Continuous Circulation System.
DAPC	: Dynamic Annular Pressure Control.
DDV	: Downhole Deployment Valve.
DGD	: Dual Gradient Drilling.
DST	: Drill Stem Test.
DC	: Drill collar.
DP	: Drill Pipe.
ECD	: Equivalent Circulating Density.
EMW	: Equivalent Mud Weight.
ESD	: Emergency Shut Down.
ESD	: Equivalent Static Density.
g	: gravité.
HP	: High Pressure.
HT	: High Temperature.
HSE	: Health, Safety and Environment.
IADC	: International Association of Drilling Contractors.
IPM	: Integrated Pressure Manager.

NOMENCLATURE

QH	: Quartzites Hamra.
GM	: Gramme.
GO	: Grès d'Ourgla.
LC	: Lost Circulation.
LCM	: Lost Circulation Material.
LP	: Low Pressure.
LLT	: Lower Limit Test.
MFC	: Micro Flux Control.
MD	: Measured Depth.
MPD	: Managed Pressure Drilling.
MW	: Mud Weight.
MWD	: Measurement While Drilling.
NPT	: Non-Productive Time.
NRV	: Non-Return Valve.
OBD	: Over Balanced Drilling.
PCA	: Perte De Charge Annulaire.
Pcollapse	: Pression d'effondrement.
Pds	: Differential Sticking Pressure.
P_{Frac}	: Pression De Fracturation.
Phyd	: Pression Hydrostatique.
Phyd an	: Pression Hydrostatique Annulaire.
P_{LC}	: Lost Circulation Pressure.
PMCD	: Pressurized Mud Cap Drilling.
Pp	: Pression De Pore.
PPG	: Pounds Per Gallon.

NOMENCLATURE

PoCP	: Point of Constant Pressure.
PSI	: Pounds Per Square Inch.
PW	: Well Pressure.
RCD	: Rotating Control Device.
RFC	: Return Flow Control.
SBP	: Surface Back Pressure.
SFL	: Sacrificial Fluid.
SMD	: Subsea Mud lift Drilling.
SG	: Specific Gravity.
SBT	: Shoe Bond Test.
SPP	: Stand Pipe Pressure.
TD	: Total depth / Target Depth.
TVD	: True Vertical Depth.
TAGI	: Trias Argilo-Gréseux Inférieur.
TAGS	: Trias Argilo-Gréseux Supérieur.
UBD	: Underbalanced Drilling.
UBO	: Underbalanced Operations.
ULT	: Upper Limit Test.
WBP	: Wellbore Pressure.
WBS	: Wellbore Stability.
WHP	: Wellhead Pressure.
X	: Longitude (m).
Y	: Latitude(m).
ρ	: masse volumique.
σ_H	: contrainte principale Horizontale maximale.



INTRODUCTION

Depuis le dernier siècle, la recherche de pétrole et de gaz est progressivement transformée de plus en plus en une exigence environnementale. Cela a conduit au développement des nouvelles techniques qui sont plus sécurisées et capables de faire face aux problèmes de forage qui font perdre assez du temps de réalisation, ainsi que la qualité du puits construit.

L'environnement de forage pétrolier implique la pression, ou bien les différentes pressions accompagnantes à ce dernier, telles que la pression de fracturation de la roche et la pression interstitielle du fluide inclus dedans. La maîtrise et le bon commandement de ces pressions, font des puits stables dans les meilleurs délais.

Le forage à pression gérée ou MPD (Managed Pressure Drilling) est une nouvelle technique optimale, se trouvant entre les deux anciennes techniques de forage, la conventionnelle (OBD : OverBalance Drilling) limitée par la pression de fracturation et la sous-équilibrée (UBD : UnderBalance Drilling) limitée par la pression de pore. Entre ces deux limites, se trouve la fenêtre de forage, ou bien la marge de MPD, même si elle sera très étroite, là où les deux pressions convergent.

Le forage à travers une fenêtre étroite est fondamentalement assez simple. Tant que la pression interstitielle maximale ouverte au puits ne dépasse pas la pression de fracture de la zone la plus faible, donc c'est possible d'équilibrer le puits avec la pression hydrostatique de la boue, il suffit de bien choisir sa densité, en prenant en considération la pression supplémentaire imposée par les pertes de charge annulaire, ou bien la densité de circulation équivalente, lors de circulation de la boue, ce qui peut dépasser la pression de rupture de la formation la plus faible.

Plusieurs procédés de la technique de forage à pression gérée sont utilisés pour résoudre ce problème en sélectionnant une densité de boue qui doit être complétée par la pression supplémentaire pour équilibrer la pression maximale des pores exposée ou maintenir la stabilité du puits.

L'application de MPD en Algérie (à ce jour), était pour résoudre le problème de l'étroitesse des fenêtres de forage, imposée par les réservoirs compacts gazéifiés des Grés d'Ouargla et de Quartzites Hamra, inclus dans l'Ordovicien. Ces deux formations se considèrent comme critiques, vu les problèmes sévères connus lors de leur forage.

L'objectif de ce travail est d'étudier les performances et la fiabilité de MPD en Algérie et cibler les paramètres critiques influant sur sa réussite pour avoir une vision générale sur l'actualité et la prévision de cette technique de forage

Afin de remplir ces objectifs, on a divisé ce travail en trois chapitres. Le premier est réservé pour les définitions et l'explication de MPD et le deuxième concerne les détails du procédé MPD appliquée en Algérie, Constant Bottom Hole Pressure (CBHP). En dernier lieu on a procédé à étudier deux champs promoteurs (Nezla et Hamra). Ces derniers comportent plusieurs puits bons candidats, quelques-uns vont être examinés dans cette étude, suivant des critères bien déterminés, basés sur les avantages et les inconvénients de MPD, tels que les marges de forage et la densité de boue équivalente utilisée, les critères des réservoirs traversés, les problèmes de forage et la stabilité des parois, ...etc. La phase cible est celle de 6", cette dernière n'était pas choisie, mais elle était imposée par le programme de forage, car sa construction s'effectue en traversant les formations critiques, sujettes de cette étude.

Chapitre

I

GENERALITES

Un puits pétrolier est influencé par les effets mécaniques de plusieurs contraintes préexistantes dans le massif rocheux ou induites par l'ingénierie, en interprétant son état et sa stabilité, c'est-à-dire de point de vue pratique son aptitude au fonctionnement et sa durée de vie.

L'opération de forage est liée intimement des contraintes, de leurs seuils ainsi que de leurs directions, vis-à-vis les caractéristiques des formations traversées, où on doit régler minutieusement la pression de boue, en prenant en considération plusieurs pressions, selon la formation (son poids, les limites de pression de fracturation et de pression de pore) ou l'endroit vide (le font, la tête, l'espace annulaire) afin de gagner l'équilibre.

Ce chapitre comprend les définitions utiles pour saisir le rapport entre les effets mécaniques des roches et une opération de forage réussite, qui nécessite un bon management de la pression.

1. Type des contraintes

1.1. Contrainte géostatique

La contrainte géostatique c'est la pression exercée en tout point de la formation par le poids total des sédiments sus-jacents (poids des roches et des fluides contenus). Ceci est une charge statique en fonction de la hauteur de la colonne des roches et de la densité des colonnes [1].

La détermination de la pression géostatique est un concept important parce que la répartition des contraintes varié en fonction des hypothèses tout en prédisant les pressions. Les valeurs réelles des formations ne peuvent être prédites puisque les distributions des roches sus-jacentes ne sont pas homogènes contrairement aux hypothèses [1].

1.2. Contrainte de fracturation

La contrainte de fracturation c'est la pression qui doit être surmontée pour que la fracturation hydraulique se produise. Cette contrainte est connue comme la contrainte principale latérale minimale, lorsque elle se produit, l'orientation de la fracture sera généralement parallèle à la contrainte la plus grande (qui est normalement la pression

géostatique), ce qui signifie que les fractures seront verticales. Pour que les fractures horizontales se produisent, la pression géostatique doit être dépassée. Cela se produira dans les zones de grandes contraintes tectoniques horizontales [1].

1.3. Pression de pore

La pression de pore ou la pression interstitielle est la pression exercée par les fluides dans les formations en cours de forage [2].

1.4. Pression de collapse

La pression de collapse ou bien d'effondrement représente le poids minimum de boue requis pour maintenir les parois du trou stable et maintenir la formation intact en empêchant son effondrement.

Dans certain cas, la pression d'effondrement est égale ou supérieur à la pression interstitielle. Les opérations de forage qui enjambent sur la courbe de pression d'effondrement risquent de voir de gros éclats de formation, où l'instabilité du puits risque de coincer le train de forage par la formation [1].

2. Forage à pression gérée (Managed Pressure Drilling)

C'est le processus de forage adaptatif utilisé pour contrôler précisément le profil de la pression annulaire sur le puits de forage. Afin de vérifier les limites de l'environnement de pression de fond et gérer le profil annulaire de pression hydraulique en conséquence.

L'intention de MPD est d'éviter l'afflux continu des fluides de formation à la surface. Tout afflux inhérent à l'opération sera sécurisé en utilisant un processus approprié. Pour atteindre cette intention, MPD est effectué avec un BHP (Bottom Hole Pressure) à ou légèrement au-dessus de la pression des pores : $BHP \geq P_{\text{Pore}}$ [3].

3. La différence entre MPD et les autres techniques de forage

L'une des principales différences entre les techniques de forage réside dans les pressions de fonctionnement de forage.

MPD vise à rester entre la fenêtre P_{pore} et P_{frac} similaire à la méthode conventionnelle de forage. Cependant, MPD utilise une gamme supplémentaire d'équipements qui permet un meilleur contrôle de la pression de puits (WellBore Pressure : WBP) et fournit une meilleure information sur les conditions de fond de trou. Cette information et le contrôle de WBP, aide à prendre les meilleures décisions et à naviguer dans des conditions de pression plus dures [4].

Pendant le forage en UBD (UnderBalance Drilling), la pression annulaire est maintenue sous pression de pores de formation. À l'inverse, dans le forage conventionnel, la pression annulaire est maintenue bien au-dessus de la pression des pores. Alors que dans MPD, la pression annulaire est ajustée à maintenir à ou juste au-dessus de la pression des pores de formation [5].

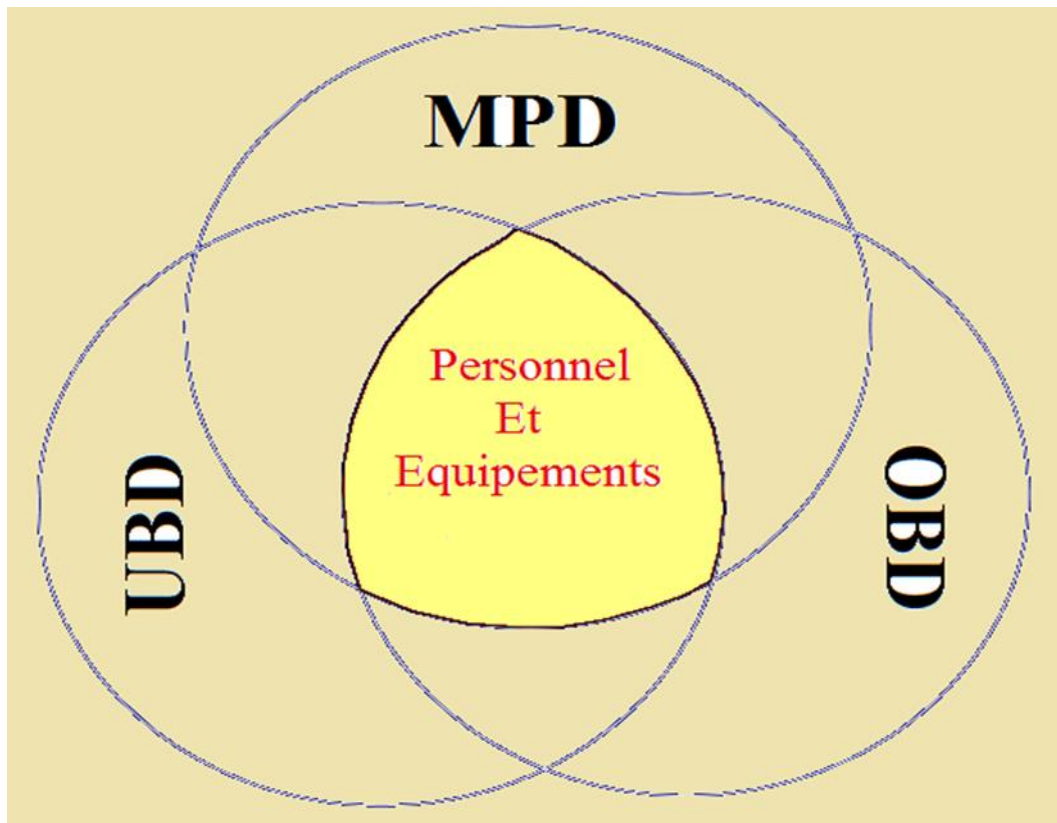


Fig.I.1 : la convergence entre les différentes techniques de forage [5].

4. Historique de MPD

Un certain nombre de techniques sous le nom actuel de forage à pression gérée MPD ne sont pas nouvelles. Les têtes rotatives ont été décrites dans le catalogue de l'entreprise d'outils en 1937 et l'ECD a été efficacement utilisé dans les pratiques de contrôle de puits développées dans les années 1970. La technologie actuelle combine et formalise des nouvelles techniques avec celles historiquement utilisées pour traiter certains des problèmes de forage les plus courants, tels que les venues et la perte de circulation [6].

5. Les avantages et les inconvénients de MPD

Comme toutes les techniques, le forage à pression gérée a des avantages et des inconvénients.

5.1. Les avantages de MPD

Les problèmes liés à la perte de circulation et les venues de forage peuvent être considérablement atténués par MPD. Si l'on perçoit que le fluide de forage est perdu dans la formation, la contre-pression peut être réduite rapidement pour faire diminuer la pression du fond du puits sous la pression de fracturation de formation. La quantité de liquide de forage effectivement perdue et les dégâts exercés sur la formation sont alors très bas en raison de la réponse rapide [6].

Le même principe s'applique si une venue est détectée. La contre-pression est augmentée pour augmenter ainsi la pression du fond de puits au-dessus de la pression de formation, ce qui met rapidement la situation sous contrôle comme est illustré dans la figure I.2 :

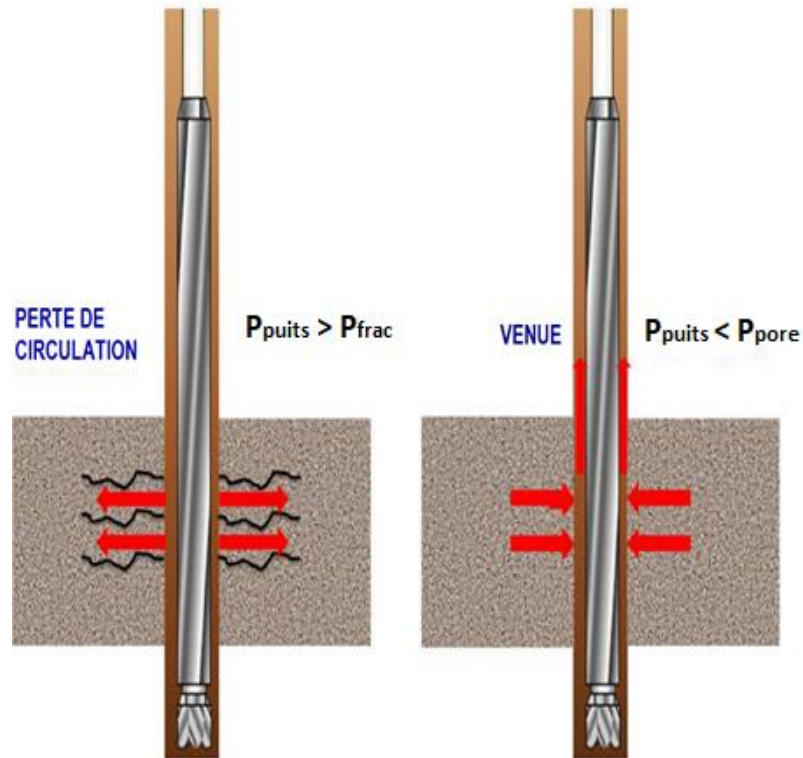


Fig.I.2 : Une perte de circulation sur la gauche et venue sur la droite [2].

Plus ces principaux avantages, on peut représenter d'autres points positifs comme :

✓ L'augmentation de :

- **La vitesse de pénétration**

Parmi les avantages de l'MPD, l'augmentation de la vitesse de pénétration qui est reliée avec le choix d'outil, la vitesse de rotation, le poids sur l'outil et le bon nettoyage de fond du puits. Dans le forage en OBD (OverBalance Drilling) la pression hydrostatique exerce une pression dynamique qui fait empêcher l'enlèvement rapide des déblais, en même temps le cake se dépose sur les parois du trou causant un éboulement des cuttings ce qui influe directement sur la vitesse d'avancement de l'outil, par contre dans le forage en MPD la pression hydrostatique est équivalent à celle de réservoir et en plus le puits débite la plus tard des temps, et il n'y a pas la formation du cake, ce qui permet l'enlèvement rapide des déblais arrachées ce qui réduit le temps de forage [6].

- **la durée de vie de l'outil**

L'augmentation de la durée de vie de l'outil dépend de plusieurs paramètres, de poids sur l'outil, de travail fourni par l'outil et par la vitesse de rotation du moteur et par la température de fond c'est à dire la qualité de lubrification. En OBD, une quantité considérable de chaleur est produite par le gradient de température et par le frottement de l'outil lorsqu'il rentre en contact avec la formation. Le fluide de forage transporte la chaleur loin de ces emplacements de friction par la convection, il convient de noter que les solides dans le fluide de forage contribuent à créer une chaleur de friction supplémentaire en plus que celle produite par l'outil, mais dans le forage en MPD la force de friction sera ainsi moindre, lorsque on utilise la méthode de l'injection de boue par l'espace annulaire, c'est la boue qui va jouer le rôle de lubrifiant, donc la boue à base d'huile est un bon lubrifiant [6].

✓ La minimisation de :

- **Coincement par pression différentielle**

Les coincements par pression différentielle se produisent au niveau des zones perméables (calcaire, grés), lorsqu'un élément de train de sonde touche les parois de puits. Ils sont causés par la différence de pression entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue, le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pression, mais dans le forage en MPD la pression hydrostatique exercée est inférieure de la pression du parois du trou et le dépôt de cake ne se produit pas, en plus il y a l'injection de boue dans l'espace annulaire qui fait centré la garniture le plus que possible [4].

- **L'endommagement des formations (des réservoirs)**

Dans l'OBD la formation est toujours exposée aux fluides de forage qui pénètrent dans les pores en provoquant la formation du cake interne et externe, le cake externe peut être éliminer par grattage mais on ne peut pas éliminer le cake interne, ce dernier conduit à un endommagement de réservoir.

L'endommagement de réservoir n'est pas dû seulement au cake mais aussi à d'autres phénomènes, comme le colmatage physico-chimique dû à la présence de

l'argile de type sméctite ou illite qui provoque le gonflement, nous avons aussi le colmatage organique qui est dû à la précipitation des constituants organiques de la boue lorsqu'elle entre en contact avec la roche, mais en MPD, une boue qui contient la calcite ne forme pas du cake, en plus la boue à base d'huile est compatible avec le réservoir [4].

✓ Simple programme de fluide de forage :

Les fluides de forage utilisés dans OBD se composent de plusieurs additifs chimiques, ajoutés aux fluides pour pouvoir contrôler la densité et la viscosité du fluide dans la formation, plus l'ajout des produits colmatant dans le cas des pertes partielles. Les systèmes de fabrications de ces fluides ainsi que les produits chimiques utilisés sont très onéreux. Par contre, des économies significatives peuvent être réalisées en MPD, en utilisant d'autres fluides tels que la boue à base huile de densité d_B (1.10 - 1.15 sg). Ces fluides de forage sont moins coûteux et très simples à traiter [4].

✓ Evaluation instantanée du réservoir au cours de forage :

Au cours de MPD les caractéristiques de réservoir peuvent être identifiées. Comme on peut aussi identifier la pression de fracturation de la formation, les types d'écoulement, les changements de formation et la mise en évidence de la présence d'une différence de pression négative en surface.

Contrairement dans le cas d'OBD, le choix des fluides de forage employés prend en considération les paramètres suivants : la salinité de la boue, la profondeur d'invasion du filtrat et la rupture des pressions provoquée par le fluide pour s'assurer que l'information géologique à la surface du sol soit correctement évaluée, ce qui nécessite beaucoup de temps, des moyens et surtout d'argent [6].

✓ Bénéfices sur l'environnement :

Elles se résument par une vigilance plus accrue du personnel et par une moindre utilisation des produits chimiques tels que les additifs chimiques et les additifs synthétiques [4].

5.2. Inconvénients de MPD

La technique MPD présente les inconvénients suivants :

✓ l'utilisation des équipements spéciaux :

Le forage en MPD exige des équipements spéciaux telle que l'installation de surface, BOP rotatif, BP pompe...etc qui sont très coûteuses.

✓ Stabilité des parois :

La stabilité des parois est presque le problème majeur de MPD, au niveau de formation existe une limite de pression à ne pas dépasser pour la réussite de l'opération MPD. Toutefois, ces limites des pressions doivent être presque équivalentes pour établir la pression minimale exigée pour maintenir la stabilité du trou [4].

✓ Nettoyage du fond du puits :

Un bon maintien de forage signifie un bon nettoyage de fond du trou. Lors des opérations de manœuvre de remontée et de descente il y a toujours le problème de nettoyage de fond. Actuellement pour réduire ce problème on utilise des produits viscosifiants, pour avoir un bouchon visqueux utilisé toujours avant les manœuvres, les avantages de ce bouchon qu'il nettoie bien le fond du puits et tient les déblais en suspension [7].

6. Classification du MPD

6.1. Classification selon HSE

Le MPD se divise en deux catégories, « Réactives » dont le puits est conçu pour le forage conventionnel, mais est monté pour réagir rapidement à des changements de pression inattendus et « Proactif » lorsqu'un équipement sera modifié pour changer activement le profil de pression annulaire. L'option réactive a été mise en œuvre sur les puits à problèmes potentiels pendant des années, mais très peu d'application proactives ont été observées jusqu'à récemment, à mesure que le besoin d'option de forage augmentait [8].

6.2. Classification selon la technique

On peut classer aussi le MPD suivant les techniques. Il existe quatre procédés majeurs identifiés et référencés dans la littérature MPD, sont :

- Constant Bottom hole Pressure (CBHP).
- Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD).
- Dual Gradient Drilling (DGD).
- Health, Safety and Environment (HSE) [9].

Ces procédés sont, en outre, divisés en plusieurs "méthodes". Certains procédés ont de nombreuses méthodes différentes pour atteindre MPD, tandis que d'autres n'en ont qu'une, comme suit :

6.2.1. Constant Bottom Hole Pressure (CBHP)

- Continuous Circulation System (CCS).
- Application du Backpressure (ABP) :
 - ✓ Utilisation de BP Pompe.
 - ✓ Utilisation des Chokes: Automatic / Semi-Automatic / Manual.
 - ✓ Point of Constant Pressure (PoCP).

6.2.2. Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD)

6.2.3. Dual Gradient Drilling (DGD)

- Mud Dilution.
- Riserless Mud Return System.
- Subsea Mudlift Drilling (SMD).

6.2.4. Health, Safety and Environment (HSE) [10].

6.3. Classification selon BHP (Pression de fond)

Une autre façon pour classer les techniques MPD est basée sur le BHP étant « Variable » ou « Constante » au cours du processus MPD. Les techniques " BHP Constante " insistent sur le maintien du même WBP dans des conditions de circulation statique et dynamique à un certain point dans le trou. D'autre part, les techniques " BHP Variable " s'appuient sur le maintien de WBP dans la fenêtre de pression, mais n'exigent pas que le WBP reste le même dans des conditions statiques et dynamiques [11].

Les méthodes de la technique BHP variable dans cette classification sont :

- Intermittent UBD.
- Varying Overbalance BHP.
- Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD).

Les méthodes de la technique BHP constante dans cette classification sont :

- Riserless Drilling.
- Dual Gradient Drilling (DGD).
- Continuous Circulation System (CCS).
- Utilisation de BP Pompe : Contrôle plus précis
- Utilisation des chokes automatiques / semi-automatiques / manuelles : contrôle moins précis [11].

7. Description et choix des procédés et leurs méthodes

Les procédés MPD utilisent des différents équipements ou procédures pour atteindre l'objectif requis. En possédant plus de fluidité lors de réalisation.

Le procédé CBHP peut être atteint par deux méthodes, la CCS (Continuous Circulation System) ou la SBP (Surface Back Pressure). La méthode SBP aide à maintenir la même BHP dans des conditions statiques et dynamiques, en réduisant la pression dans les limites de la fenêtre opérationnelle, par la diminution des pertes de charge annulaire à cette profondeur. Cette méthode nécessite un équipement à pression nominale relativement plus élevée. Cependant, dans certains endroits, cet équipement ne peut pas supporter les grandes pressions imposées ou si le riser (en cas d'un forage en offshore) ne résiste pas aux hautes pressions, donc la CCS sera plus adaptable, dont on nécessite aucune contre-pression supplémentaire à la surface, comme le fluide de forage est toujours en circulation. En conséquence, un équipement à pression plus élevée n'est généralement pas requis pour cette dernière. La SBP prend relativement moins de temps et l'application commune de CBHP est pour les fenêtres de P_{pore} et P_{frac} étroites [6].

Le procédé PMC (Pressurized Mud Cap) est utilisé dans des formations ayant des problèmes de perte de circulation énormes. Ces formations peuvent avoir d'immenses cavités ou des zones à très basse pression et conductivité élevée qui deviennent des zones de perte sous l'exercice d'une pression hydrostatique [4].

Un fluide sacrificiel (SFL) est injecté le long du train de forage avec un bouchon de boue lourd maintenu dans l'espace annulaire. L'annulaire reste statique sans pression

au niveau du choke ou maintien d'une pression prédéfinie. Parfois, pour empêcher la migration du gaz, le fluide de forage est injecté dans l'espace annulaire [6].

Le SFL est généralement un fluide moins cher et disponible en grandes quantités, comme l'eau de la mer en cas de forage en offshore. Il sert à colmater les zones de perte par les déblais. La pression du réservoir dans la zone de perte empêche le bouchon de boue dans l'espace annulaire de s'écouler. Ce fluide est sélectionné pour équilibrer la pression du réservoir dans la zone de perte ou légèrement sou-équilibré à cette pression du réservoir pour maintenir une pression faible au niveau de l'annulaire [6].

Le procédé Dual gradient drilling est appliqué aux fenêtres étroites de forage et lorsque les zones HP sont à proximité des zones normalement pressurisées ou des zones LP et vice versa. Le gradient de la boue est changé après avoir traversé une certaine profondeur. Ceci est réalisé par l'injection d'un fluide à un poids léger, tel qu'une boue à faible densité ou un gaz [6].

Une autre méthode permet d'obtenir le même résultat, en utilisant une pompe submergée mis sur le fond-marin (en cas d'un forage en offshore). Cette méthode est appelée "Subsea mud-lift drilling". La pompe sous-marine sert à ajouter l'énergie sur la ligne de boue, afin de changer efficacement le gradient à cette profondeur [6].

Relativement, une densité de boue élevée est utilisée pour forer le puits. Les pompes de plateforme pompent la boue à travers l'outil, l'espace annulaire et jusqu'elle atteint le fond des marins. Puis la pompe de sous-marine pompe la boue de ce point à la surface. Varier le gradient de manière à rester dans la fenêtre de forage sans l'exigence d'une pression supplémentaire ou une contre pression à la surface (SBP) [6].

Le HSE fournit un système fermé aux procédés MPD, afin de répondre à la sécurité du personnel et la réglementation environnementale. Ce procédé secondaire est appliqué dans les zones à fortes concentrations de H₂S. Ce système fermé permet de réduire le risque des fuites et l'exposition aux H₂S et rend le traitement de boue plus facile (voir tabl.1) [4].

Tab.I.1 : Les procédés, méthodes et possible lieux d'application [4].

Condition	Méthode	procédé
Fenêtre de pression étroite. Equipement LP à la surface.	CCS	CBHP
Fenêtre de pression étroite. Equipement HP à la surface.	ABP	
Zone à perte de circulation massive (aucune possibilité pour CBHP).	PMCD	PMCD
Zone LP & HP : zone n'est pas trop profonde pour la pompe sous-marin.	SMD	DGD
Zone LP & HP : rig assez espace pour les deux boues & séparation.	Mud dilution	
Besoins spéciaux nécessitant un système fermé.	HSE	HSE
Menace pour la santé, sécurité et environnement.	HSE	

Chapitre

II

DESCRIPTION DU PROCEDE CBHP

Des nombreuses sortes de MPD sont disponibles dans l'industrie du pétrole. Chaque type correspond à un scénario spécifique pour résoudre les problèmes associés à ce dernier, en rendant sa sélection appropriée assez évidente. Ils peuvent être obtenus en utilisant une ou plusieurs méthodes, qui impliquent l'utilisation des différentes procédures ou équipements d'exploitation. Cependant, la sélection d'une méthode MPD dépend de plusieurs paramètres tels que l'analyse hydraulique, la disponibilité des équipements et le personnel approprié, la faisabilité de l'option, ...etc.

Ce chapitre est affecté à la représentation de ces paramètres et le choix des procédés et méthodes et la description de la technique CBHP et ces équipements de contrôle, ainsi que de la planification et de la formation nécessaires pour rendre l'opération de forage sûre et efficace.

1. La sélection d'un puits et l'étude de faisabilité

La sélection des candidats MPD est un processus préliminaire qui définit les puits potentiels nécessitant ce type de forage, dont on peut décider si l'MPD est requis pour atteindre les objectifs du projet [6].

1.1. Les étapes incluent dans la sélection des puits candidats

La sélection des candidats MPD procure et étudie les données requises en effectuant [11] :

- ✓ La définition, l'identification et l'établissement de but.
- ✓ L'obtention des informations.
- ✓ L'analyse hydraulique.
- ✓ La sélection de méthode convenable.
- ✓ La détermination de la viabilité de MPD à l'aide d'une étude de cas économique préliminaire (facultatif).
- ✓ La désignation des équipements recommandés (facultatif).

Bien qu'ils ne soient pas essentiels, les paramètres décrivant les éléments supplémentaires de l'opération aident à améliorer la conception du programme MPD et

suggèrent les changements et les éventualités primordiales. Les paramètres facultatifs incluent sont [12] :

- Les données des puits voisin qui aident à estimer le temps de forage, le nombre des tubages nécessaire et prévoir les variations de pression telles que les zones de haute ou basse pression.
- Les informations de l'installation qui comprend le type de plateforme, la puissance électrique, l'espace et disposition. Cette information est utile pour la conception et l'exécution d'un projet MPD.
- La possibilité d'éliminer une ou plusieurs phases à l'aide d'un programme MPD et vérifier l'intégrité de la conception du tubage ou bien du tubage préexistant.

2. MPD à pression de fond constante (Constant Bottom Hole Pressure)

Généralement, dans ce procédé, la pression annulaire dans un puits se maintient constante ou presque constante à une profondeur définie, quoi que soit les pompes de forage soient en marche ou à l'arrêt. Ce maintien de pression s'effectue dans un intervalle borné par deux limites de pression, supérieure et inférieure (voir fig.II.1), dit "marge" ou « fenêtre de forage : Drilling window » [13].

2.1. Description du CBHP :

En CBHP la pression statique de boue est maintenu très proche à la pression de pore au cours de forage et les opérations de connexions. En effet, plusieurs problèmes de forage, tels que le coincement par pression différentielle, la perte de boue et le faible taux de pénétration sont réduits ou empêchés [6].

La limite inférieure est la pression de pore " P_{pore} " et la pression de collapse " $P_{collapse}$ ", tandis que la limite supérieure est la pression différentielle de coincement " P_{ds} ", les pertes de circulation " P_{lc} ", et la pression de fracturation " P_{frac} ". En général, ces pressions peuvent être classifiées comme suit :

$$P_{collapse} \leq P_{pore} < BHP < P_{ds} \leq P_{lc} \leq P_{frac} \quad (II.1)$$

Pour comprendre les limites présentées dans l'équation (II.1) et le rôle qu'ils jouent dans le contrôle de pression, on intègre l'équation de pression fondamentale suivante [6] :

$$BHP\ dyn = P_{hyd} + P_{charge\ ann} \tag{II.2}$$

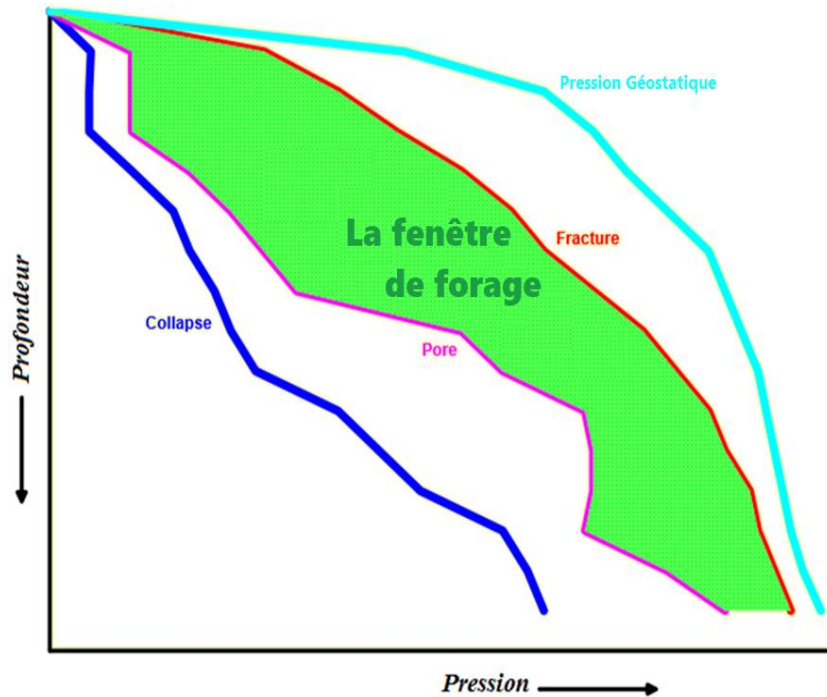


Fig.II.1 : Les limites qui définissent la marge de MPD [13].

L'équation (II.2) s'applique lorsque les pompes à boue sont en marche et la boue est en circulation. Le BHP dynamique est également appelé densité équivalente de circulation (ECD), ou Equivalent Mud Weight (EMW). Lorsque les pompes sont arrêtées ou lorsque la circulation s'arrête les pertes de charge annulaire deviennent nulles et l'équation (II.2) redevient :

$$BHP\ sta = P_{hyd} \tag{II.3}$$

Les équations (II.2) et (II.3) représente la BHP dynamique et statique dans un système à circulation ouvert à l'atmosphère. Dans un système ouvert, le fluide de forage s'écoule de la tête de puits à travers des pipes ouverte à l'atmosphère. Par contre, dans un système à circulation fermée, le fluide de forage s'écoule de la tête de puits sous pression (sortie latérale) [6].

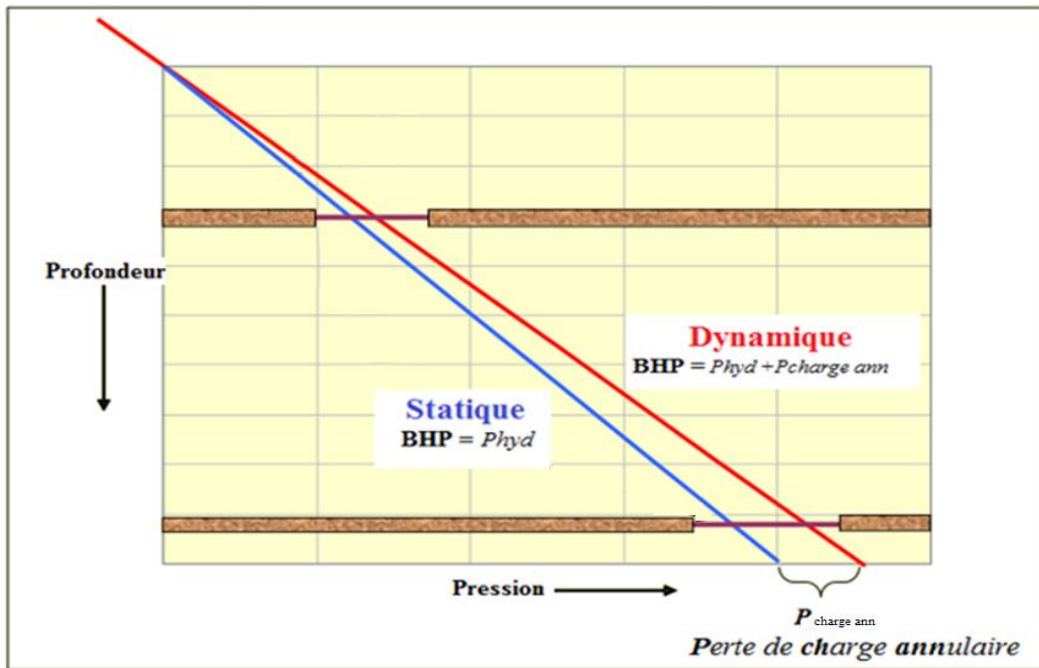


Fig.II.2 : Le profil de pression statique et dynamique de fond de puits [13].

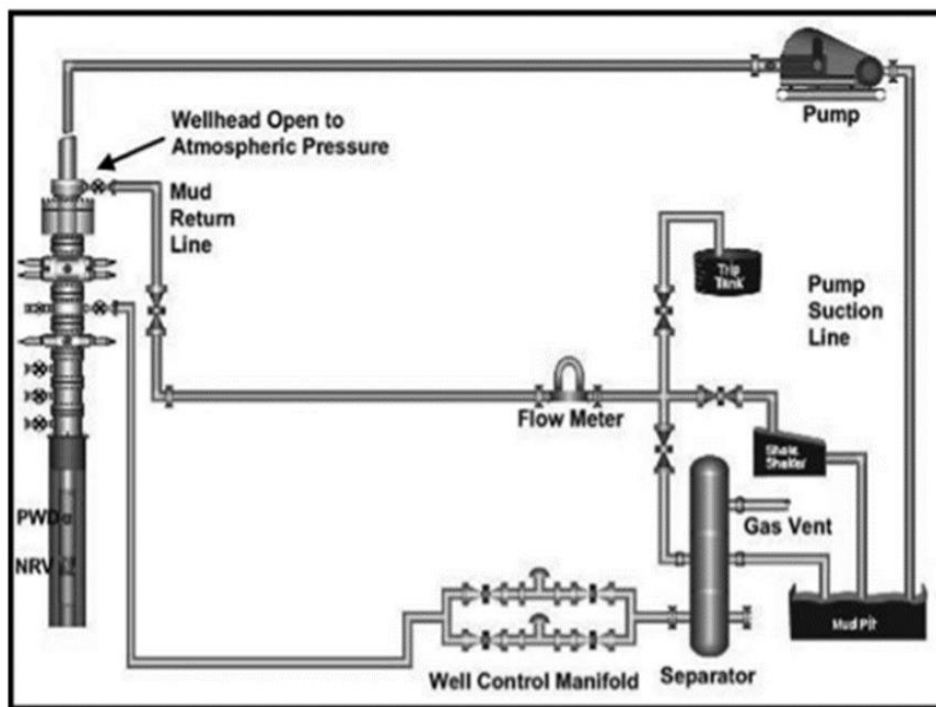


Fig.II.3 : Un système à circulation ouverte [14].

Pour la plus part des opérations de forage P_{pore} représente la limite inférieure de BHP est le minimum de pression maintenue pour éviter les venues, lors de forage. Cependant, dans des nombreux champs, la limite de pression inférieure pour le contrôle du puits se détecte par celle de la stabilité de puits, ou bien la pression de collapse ($P_{collapse}$). La stabilité du puits tend à être un phénomène de pression plus compliqué que

la P_{pore} , car elle dépend de l'amplitude et de la direction de la contrainte horizontale maximale " σ_H ", de l'inclinaison du puits, la rhéologie de la boue, la densité, la P_{pore} , la porosité de la roche et la perméabilité, ainsi que le débit des pompes, la vitesse de rotation et la vitesse de pénétration [6].

En général, $P_{collapse} \geq P_{pore}$ (voir fig.II.4), en dépendant des champs, cette différence peut être aussi faible que 0,2 - 0,5ppg (0,002 - 0,006 gm/cm³) de EMW jusqu'à 2,5 - 3,0ppg (0,3 - 0,36 gm/cm³). Lorsque Le fluide de forage circule, les pertes de charge annulaires réduit la marge de sécurité de la limite supérieure : P_{ds} , P_{lc} et P_{frac} , celle-ci est particulièrement difficile dans les champs qui ont un gradient de fracturation très réduit, comme les carbonates naturellement fracturés. Le risque d'instabilité de puits est accru par le système ouvert lui-même [6].

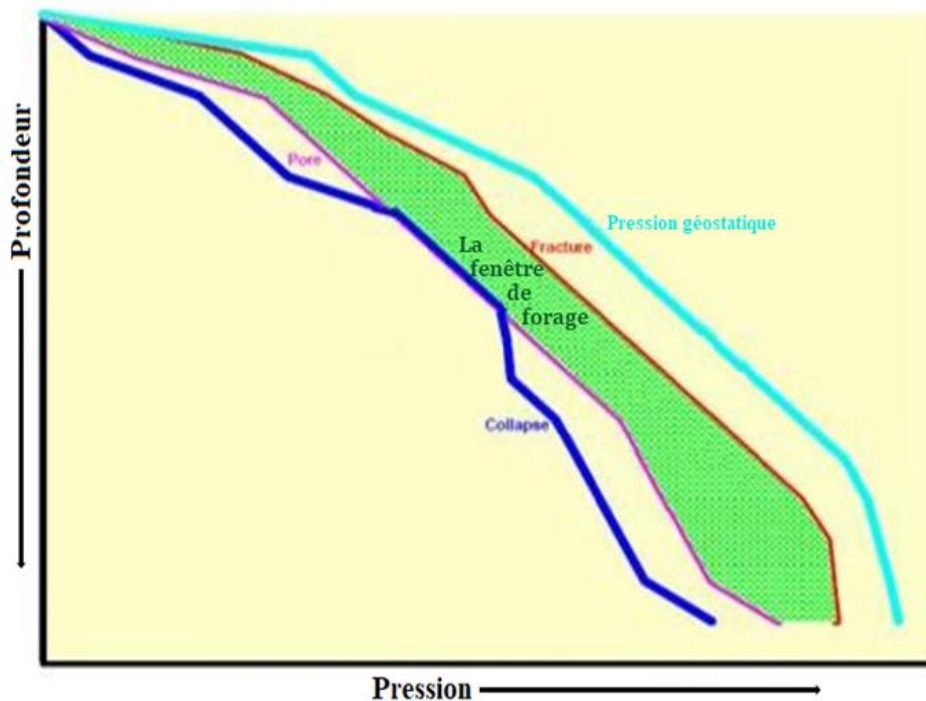
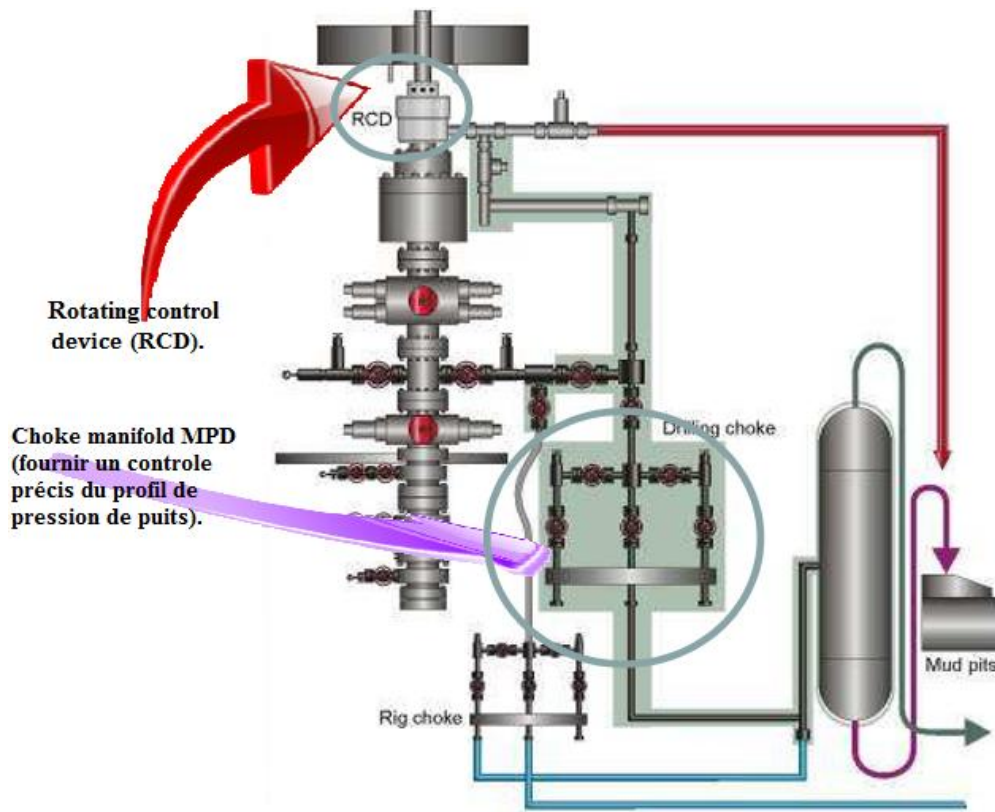


Fig.II.4 : La fenêtre de travail dans le cas de $P_{collapse} > P_{pore}$ [13].

Dans un système ouvert, la seule façon de maintenir ECD à BHP dynamique pendant l'arrêt des pompes de forage est par l'utilisation d'un système de circulation continue (CCS). Contrairement à un système de circulation ouvert, dans lequel le fluide de forage sort du puits sous pression atmosphérique, dans un système de circulation fermé sort de la tête de puits en appliquant une contre-pression de surface (SBP) sur le fluide dans l'espace annulaire en limitant son écoulement à travers le choke manifold (voir fig.II.5) [6].



FigII.5 : Un système à circulation fermé [5].

Dans un système à circulation fermé, lorsque les pompes de forage sont en marche, l'équation fondamentale de pression devient :

$$BHP_{dyn} = P_{hyd} + P_{charge\ ann} + SBP \quad (II.4)$$

Avec SBP (Surface Back Pressure) est la contre pression de surface appliqué sur l'annulaire.

L'équation (II.4) représente BHP dynamique lorsque les pompes à boue sont en marche et la boue est en circulation. Dans les conditions statiques, à l'arrêt des pompes de forage, les pertes de charge annulaires deviennent nulles est cette équation devient :

$$BHP_{stat} = P_{hyd} + SBP \quad (II.5)$$

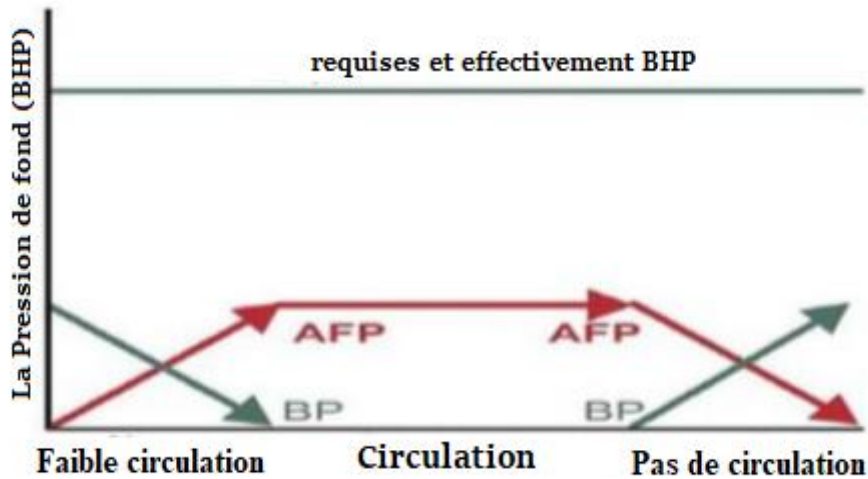


Fig.II.6 : L'utilisation du SBP dans la méthode de CBHP [13].

Dans un système fermé, le terme de SBP est toujours présent lors de connexion (manœuvre) et de forage. C'est par SBP, la BHP peut être maintenue à une valeur constante (conditions dynamique ou statique), c'est-à-dire que les pompes sont en marche ou bien à l'arrêt. Cependant toutes les applications de BHP constante ne requièrent pas que $BHP_{dynamique}$ et $BHP_{statique}$ soit égale (voir fig.II.7), il suffit qu'elles se situent dans les limites définies dans l'équation (II.1).

Dans un système à circulation fermé, lorsque les pompes de forage s'arrêtent, le choke manifold se ferme pour augmenter le SBP et compenser la pression créée par les pertes de charge annulaire. De cette façon, le BHP dynamique et statique restent constants et dans les limites de travail [6].

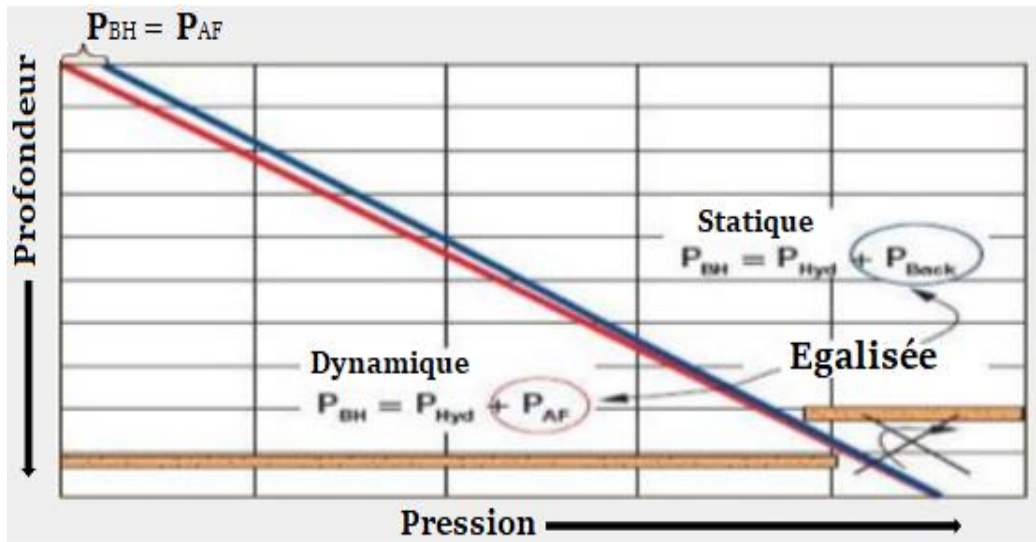


Fig.II.7 : Le profil de pression statique et dynamique dans un système fermé [13].

2.2. Description du système DAPC (Dynamic Annular Pressure Control)

Le système de contrôle de pression annulaire dynamique (DAPC) est un exemple du système de contrôle de SBP automatisé. Il est conçu pour gérer le BHP pendant le forage en fonctionnement ou à l'arrêt des pompes [6], en utilisant :

- ✓ Des chokes automatique / semi-automatique / ou manuelle.
- ✓ Des pompes pour créer une contre-pression (Back Pressure Pump).
- ✓ La méthode de point à pression constante.

2.2.1. Utilisation des Chokes

Les chokes (automatique, semi-automatique, et manuelle) sont utilisées dans certaines opérations MPD, sans inclure la pompe BP, car elle a le même effet des chokes. Les chokes automatiques (voir fig.II.8) sont plus précises et peuvent maintenir une contre-pression similaire aux pompes PB automatiques. Les semi-automatique et manuels sont moins précis et doivent être utilisés lorsque la fenêtre de pression est suffisamment large, par exemple, si la fenêtre est de 20 psi, utilisez une pompe PB ou une choke automatique capable de maintenir SBP dans cette fenêtre, si elle est de 200 psi, une choke manuelle suffisait [14].

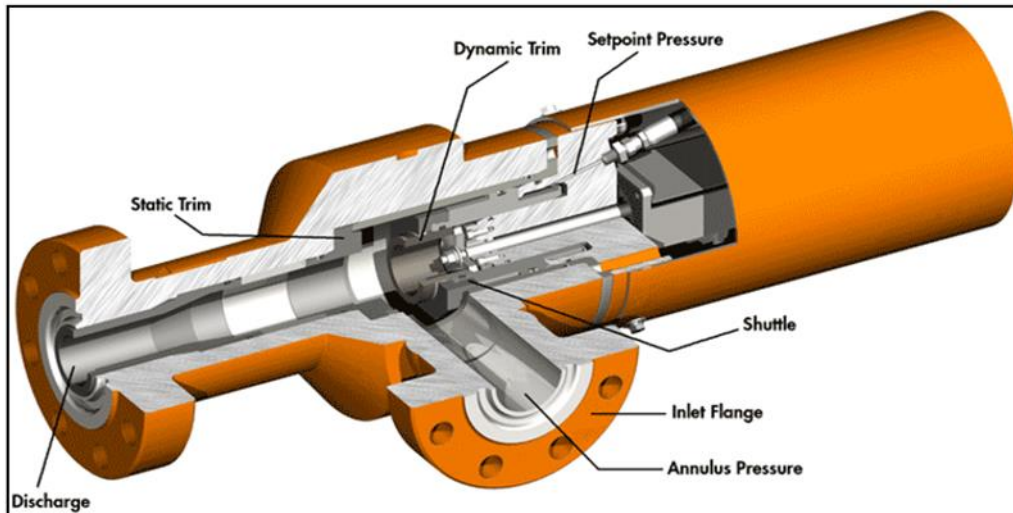
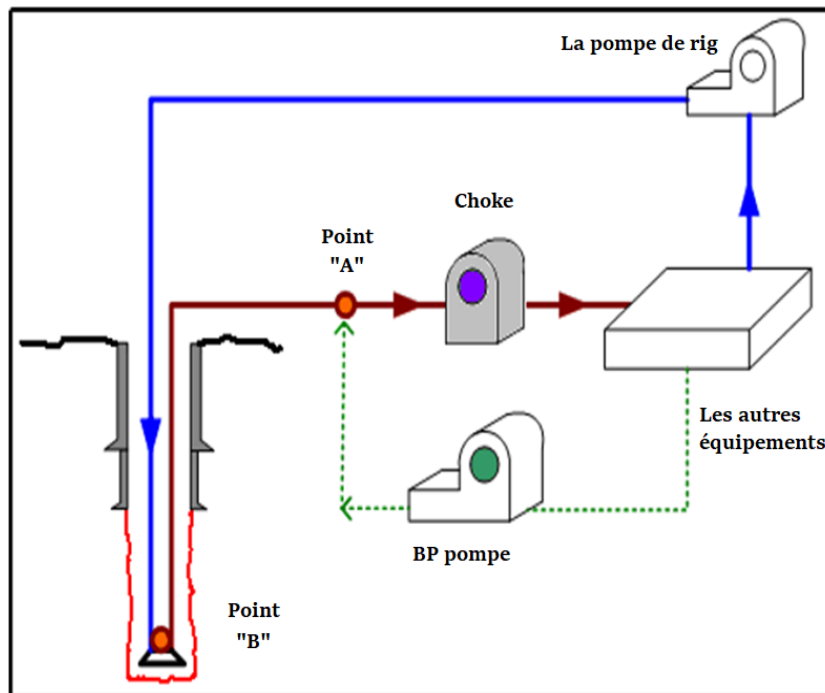


Fig.II.8 : Un choke automatique [14].

2.2.2. Utilisation d'une pompe (la pompe BP)

La pompe PB se connecte à la ligne de retour des fluides de forage, disant au point " A " comme l'indique la figure II.9. Cette pompe peut être remplacée par une pompe de ciment en cas de son indisponibilité.



FigII.9 : Le circuit de boue dans le cas de l'utilisation d'une pompe BP [15].

2.2.3. Utilisation de la méthode de point à pression constante

C'est une méthode avancée de procédé CBHP, qui permet d'avoir un WBP statique et dynamique égaux à n'importe quel point / profondeur du puits lors de forage, pas seulement au fond du trou [16]. L'astuce de cette méthode réside dans l'identification des points fragiles de la fenêtre de pression donnée. Elle peut être utilisée pour forer des fenêtres de pression extrêmement étroites, comme l'illustre la figure II.10 [17].

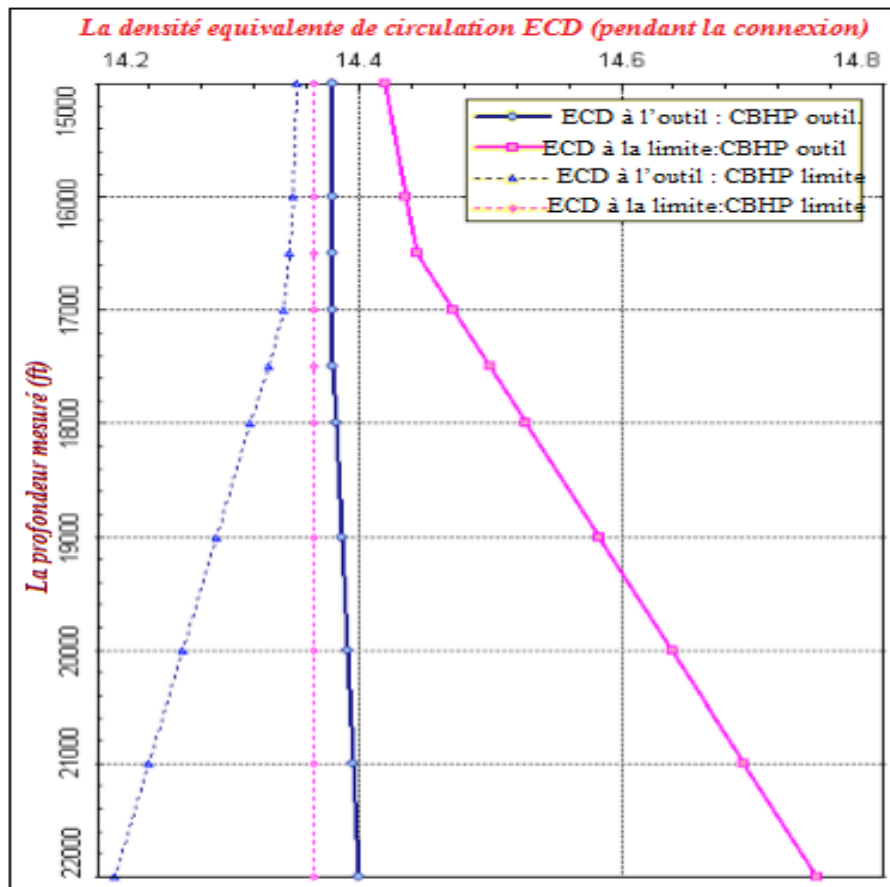


Fig.II.10 : Un log de réalisation de la méthode PoCP [17].

2.3. Les équipements de procédé CBHP

Le forage en MPD, déroule par la majorité des équipements d'OBD, sauf quelques équipements qui sont proprement spéciaux MPD, ces équipements diffèrent vis-à-vis la méthode de contrôle de puits et le fluide de forage utilisé.

2.3.1. Equipements de surface**❖ La conduite de retour (Flux Flow Line)**

Elle est située à la sortie latéral de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations MPD (Diamètre nominal est 6", Pression de travail est 5000 psi) [18], (voir fig.II.11).



Fig.II.11 : La conduite de retour (Flow Line).

❖ Débit mètre (Coriolis)

Cet équipement est utilisé pour mesurer le débit de retour et la densité de boue afin d'ajuster la pression selon la variation de ce débit et les paramètres de forage (voir fig.II.12).

Le principe de mesure de Coriolis est indépendant des propriétés physiques des fluides, comme la viscosité et la densité. Sa mesure est extrêmement précise de liquide et de gaz avec une température jusqu'à 350 °C et des hautes pressions qui dépassent 5076psi.

Les appareils de mesure (Promass 80F) permettent d'enregistrer simultanément plusieurs variables (masse / densité / température) dans des différentes conditions pendant le mesure [6].

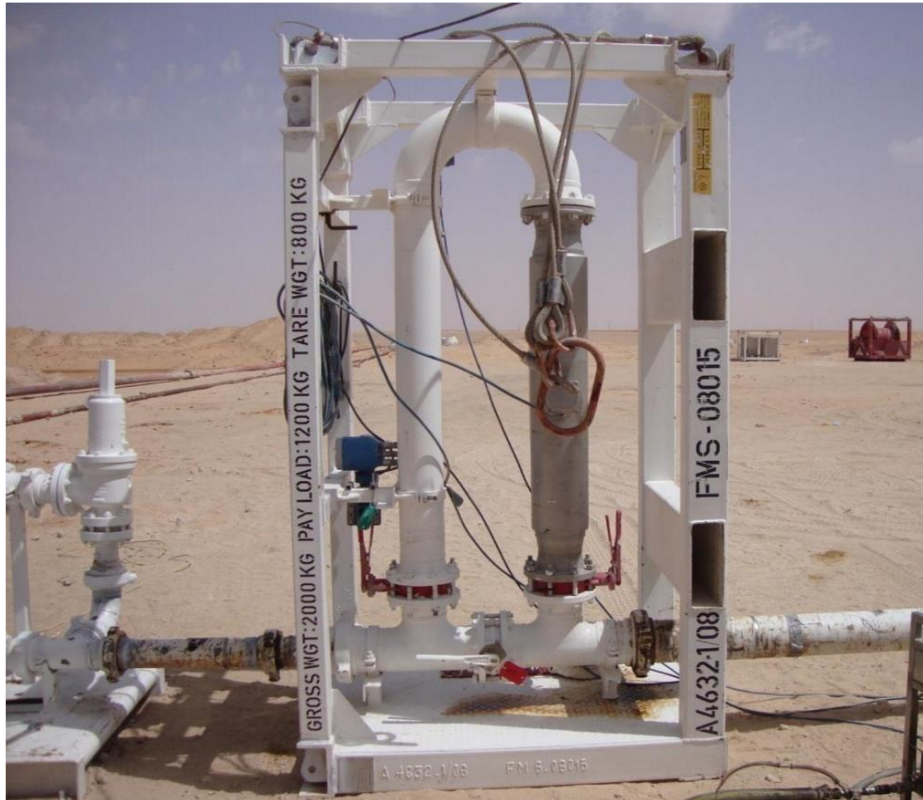


Fig.II.12 : Le débit mètre (Coriolis).

❖ Choke manifold

Dans le circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de l'appareil de forage utilisé dans les autres phases forées en OBD et un manifold MPD. Le manifold de l'appareil de forage joue le rôle d'un manifold de secours en cas d'une panne de manifold MPD ou durant le changement de RCD (Rotating Contrôle Device) [18].

Le manifold de l'appareil de forage reçoit le fluide venant de choke line et le manifold MPD est connecté avec la conduite de retour. Il joue un rôle important, parce qu'à travers le choke manifold on peut régler le débit de flux de retour afin de maîtriser la pression de l'annulaire (voir fig.II.13). Ce dernier est composé de :

- Deux duse automatiques réglables, en fonctionnant avec une duse et l'autre reste en secours.
- Des vannes de purge.

Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (exemple : défaillance des vannes hydrauliques...etc) [6].



Fig.II.13 : Le choke manifold à commande semi-automatique [16].

❖ La pompe de pression de retour (Back Pressure Pump)

Quand il n'y a pas d'écoulement à travers le choke, il est impossible de contrôler la pression dans le puits. Pour cette raison une pompe (voir fig.II.14) est inclus dans le système de back pressure pour fournir suffisamment et de façon permanente l'écoulement à travers le choke. La pompe de pression de retour est généralement a un faible volume, de type triplex connecté avec le choke. IPM (Integrated Pressure Manager) surveille continuellement le retour de flux à partir du puits, et quand le retour d'écoulement ne suffit pas pour maintenir le back pressure nécessaire (en cas de connexion, manuvres ou les pompes sont à l'arrêt), il est automatiquement activé la pompe de pression de retour [19].



Fig.II.14 : La pompe de pression de retour [19].

❖ **RCD (Rotating Control Device)**

Comme mentionné précédemment, MPD utilise un système de circulation fermé dans lequel le fluide de forage retourne à la surface et s'écoule hors du puits sous pression. Un dispositif de commande rotatif (RCD) scelle la partie supérieure de l'annulaire tout en permettant la rotation et le mouvement vertical des tiges de forage, dévie l'écoulement du puits vers le choke manifold et soutient la pression de retour générée. Elle est placée au-dessus de BOP de l'appareil de forage, c'est à dire au-dessus de l'obturateur à membrane [20].

La pression de fonctionnement de RCD change de la statique à la dynamique, dans le cas dynamique le RCD résiste à une pression égale à la moitié de la pression lors de la statique.

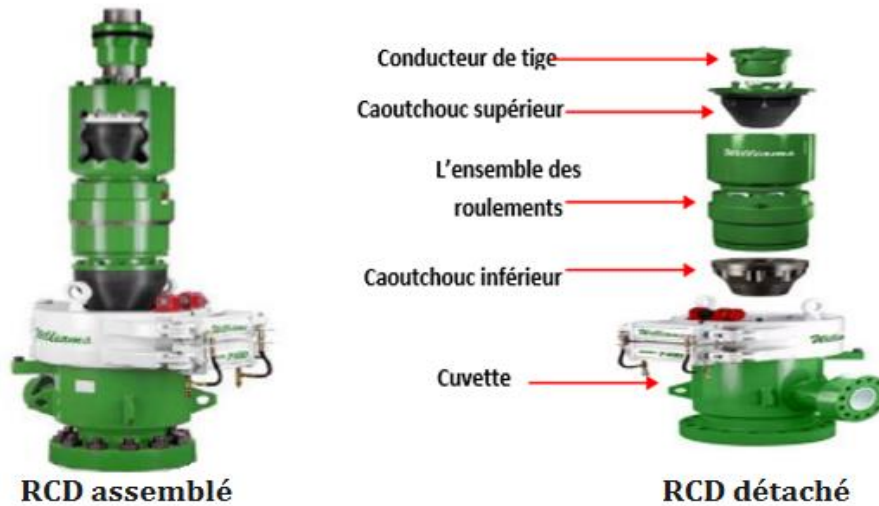


Fig.II.15 : Le Rotating Contrôle Device (RCD) [20].

❖ **La vanne ESD (Emergency Shut Down)**

C'est une vanne hydraulique (voir fig.II.16), située à la sortie latérale de RCD. Son rôle principal est la fermeture de puits en cas d'urgence [20], elle est utilisée dans les cas suivants :

- Un problème au niveau de manifold des duses de MPD.
- Fuite au niveau des équipements de retour.
- Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).



Fig.II.16 : La vanne ESD (manuelle).

❖ Acquisition des données (Data Acquisition)

L'application de la technique MPD nécessite de forer avec une pression de fond égale ou légèrement supérieure à la pression de réservoir, donc l'intervalle de variation de la pression est très réduite, pour cette raison l'enregistrement des données doit se faire instantanément pour ajuster la pression de boue exercée sur la formation afin d'éviter une perte due à l'augmentation de la pression de boue ou une venue due à la diminution de la pression exercée [21].

2.3.2. Equipements de fond**❖ Non Return Valve(s)**

Ces clapets anti- retour sont utilisés pour empêcher le retour de la boue à travers la garniture de forage, donc ils sont installés juste au-dessus de l'outil de forage [21], comme l'indique la figure II.17.



Fig.II.17 : Les vannes anti retour (non return valve) [21].

❖ La vanne de contrôle de fond (DDV : Down Hole Deployment Valve)

Le besoin d'un outil à usage multiple pour isoler le réservoir pendant les opérations de MPD a été identifié très tôt pour pallier la complexité des opérations et

augmenter le niveau de sécurité. Plus récemment, les efforts de l'industrie ont permis de concevoir une vanne active pour satisfaire les exigences de MPD [22].

La DDV est un système à commande hydraulique de la surface pour contrôler le fond. Le système fonctionne par une partie intégrante de la chaîne du puits qui augmente la sécurité et élimine le curage sous pression de l'opération de forage [23].

Le mécanisme d'opération de la ligne de contrôle de DDV est illustré sur la figure II.18 :

- ✓ Quand le mandrin activateur descend, le clapet de la valve est poussé vers l'ouverte.
- ✓ Quand le mandrin activateur remonte à sa position haute, le clapet de la valve est poussé vers la position fermée.

Le positionnement de la DDV est lié à la géométrie du puits et l'érosion du casing [22].

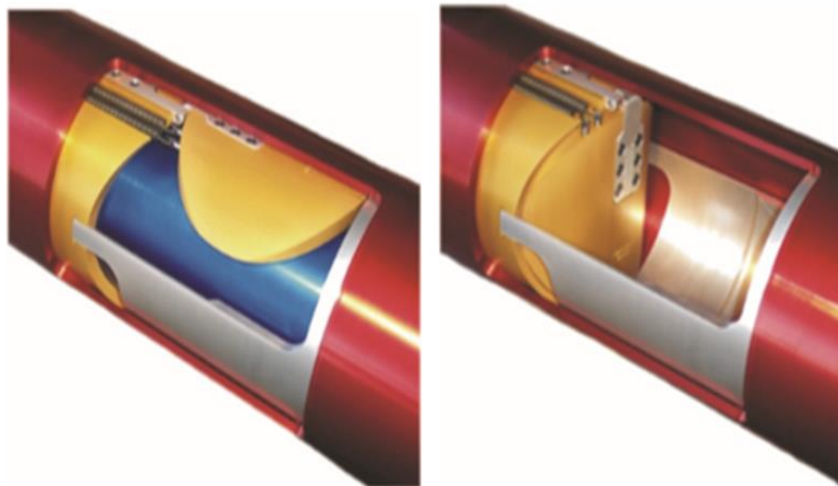


Fig.II.18 : La vanne DDV (Down hole Deployment Valve) [23].

Chapitre

III

ETUDE DE CAS

Les champs Hamra et Nezla partagent le réservoir Ordovicien qui se compose des Grès d'Ouargla et des Quartzites Hamra, deux formations à traversés délicates, qui présentent un siège plein de problèmes de forage, tels que les coincements, la formation de cake et les pertes de circulation, dues aux caractéristiques géologiques (des grains très fins), pétro-physiques (porosité médiocre, microfissuration et fracturation) et mécaniques (la résistance, la déformation et la rupture) sévères.

Ce chapitre consiste à étudier les performances MPD sur la réalisation d'une phase très critique (6") qui pose le problème majeur de réalisation des drains traversant l'Ordovicien.

1. Les objectifs et la procédure de cette étude

Afin de répondre aux objectifs suivants :

- Etudier les performances et la fiabilité de MPD en Algérie.
- Cibler les paramètres critiques influant sur la réussite de MPD en Algérie.
- Fonder une vision générale sur l'actualité et la prévision de ce procédé.

On procède à étudier deux champs promoteurs (Nezla et Hamra). Ces derniers comportent plusieurs puits bons candidats, quelques-uns vont être examinés dans cette étude, suivant des critères bien déterminés, basés sur les avantages et les inconvénients de MPD, cités dans le premier chapitre, sont :

- Les marges de forage et ECD.
- La profondeur et l'épaisseur des réservoirs traversés.
- Les problèmes de forage et la stabilité des parois.
- La consommation des outils de forage et la vitesse d'avancement.
- Le temps non productif.

La phase cible est celle de 6", cette dernière n'était pas choisi, mais elle était imposé par le programme de forage, car sa construction s'effectue en traversant les formations critiques, sujettes de cette étude.

2. Déroulement de MPD dans les champs Nezla et Hamra

Les fenêtres étroites de forage, en traversant le réservoir Ordovicien, ont imposé le procédé CBHP, qui été bien détaillé dans le deuxième chapitre.

Ce procédé est effectué par une faible densité de boue, et un choke MPD qui assure un SBP nécessaire pour maintenir le BHP dans la fenêtre de travail, prédéterminée par les tests de limite ULT et LLT, en top des formations traversées. En cas d'indication de perte ou de gain, le choke de MPD est ajusté afin de maintenir l'ECD dans la fenêtre de forage requise.

Les chokes utilisés sont de type semi-automatique dans les anciens puits, comme ceux de Nezla, ainsi que les premiers puits à Hamra. Les puis récents ont utilisé des chokes plus développés de type automatiques, commander par le système micro flux comme dans le puits HAZ109.

Lors de la connexion, l'ajout des tiges s'effectuer on garde le même BHP par l'utilisation de la pompe de MPD qui garde l'effet de duse de choke par pompage de boue à partir le trip tank dans un circuit fermé en surface. Les connexions effectuées dans la phase de forage MPD, le nécessaire est de compenser la contre-pression pendant le forage et les pertes de charge dans l'annulaire.

Pendant les manœuvres, en déplaçant la boue de forage par une autre boue de densité lourde qui fait le rôle d'ECD (état statique).

3. Application de MPD dans le champ Nezla

Le champ de Nezla est situé à 120 km au Sud-Est du champ HMD, au Nord-Ouest de la région de Gassi Touil et à 100 km au Nord du champ central de Rhourde Nouss dans le bassin du Trias en Algérie. La découverte de la structure de Nezla remonte à 1958 et le premier puits a été foré en 1960 (NZ-1) à la formation Ordovicienne. Ce champ est un anticlinal faillé avec deux culminations isolées, Nezla Nord et Nezla Sud. Nezla Nord a fourni du pétrole dans le réservoir TAGI et dans les réservoirs de l'Ordovicien (Grès d'Ouargla et Quartzites Hamra), par contre Nezla Sud a une production intéressante du gaz à condensat par TAGS. Cependant, il existe des

incertitudes quant à la source de production, que ce soit Trias Argileux Gréseux Inférieur ou TAGI, TAGI + Ordovicien ou Ordovicien [24].

✓ **Description du réservoir**

Les principaux réservoirs dans la zone GT / RN sont :

- Les réservoirs du Trias, composant TAGS et TAGI (pression du réservoir épuisée ou faible EMW <1 sg) (pression de réservoir élevée non épuisée EMW \approx 1,20 - 1,45 sg TAGI de NEZLA).
- Formation Dévonienne et Silurienne - Réservoirs de gaz potentiels où la pression interstitielle est de 1,30-1,45 sg.
- Formation de l'Ordovicien (GO Grès d'Ourgla et QH Quartzites Hamra) - Pression du réservoir EMW 1,45-1,48 sg - Réservoir fracturé / zones lâches / sujettes à des pertes - Présence de CO₂ [25].

✓ **Intégrité de la formation des réservoirs**

- Formations Triasiques Gradient frac 1.45-1.50 sg.
- Top Dévonien / Silurien 1.50-1.55 sg.
- Formations ci-dessous (Ordovicien) 2.30-2.40 sg.

✓ **Problèmes de forage dans les sections du réservoir**

- Formation Triasique : MW élevé requis pour passer la formation salée massive (1.60 à 2.20 sg) alors que le gradient de fracture du Trias Inférieur à (1.45-1.50 sg), par conséquent, un casing de 9 "5/8 est nécessaire.
- Devonian / Silurian comprennent les réservoirs de gaz potentiels avec des pressions anormales EMW > 1.45sg. La pression interstitielle dans ces couches de Grès diminue rapidement. Des pertes peuvent survenir en raison du faible gradient de fracture de ces réservoirs, ce qui peut entraîner des événements de venue.
- Le réservoir de l'Ordovicien est fortement fracturé et des pertes sont prévues, lorsque MW \approx 1.50 - 1.55sg [25].

3.1. Présentation des puits ciblés

Les caractéristiques des réservoirs d'hydrocarbures médiocres ont rendu leurs forages pleins de difficultés, prenant comme exemple les pertes de circulation du puits NZ18 (1996), le puits NZ19 (2006), a reconnu des pertes de circulation, une éruption puis l'abondant.

La technique MPD a essayé de rendre le forage dans ces réservoirs plus souple et réussite. La première tranche a pu réaliser cinq puits (NZ22, NZ23, NZ24, NZ25 & NZ26) et la deuxième a donné naissance aux puits (NZ20, NZ27, NZ28 & NZ29).

Les puits ciblés dans cette zone sont : NZ23, NZ25, NZ26, NZ27, NZ28 et NZ29, le choix de ces dernier est basé sur les formations traversées, en formant la phase productrice de 6", imposant des potentiels des pertes de circulation et des venues, ainsi que la formation du cake qui peut endommager la structure du réservoir.

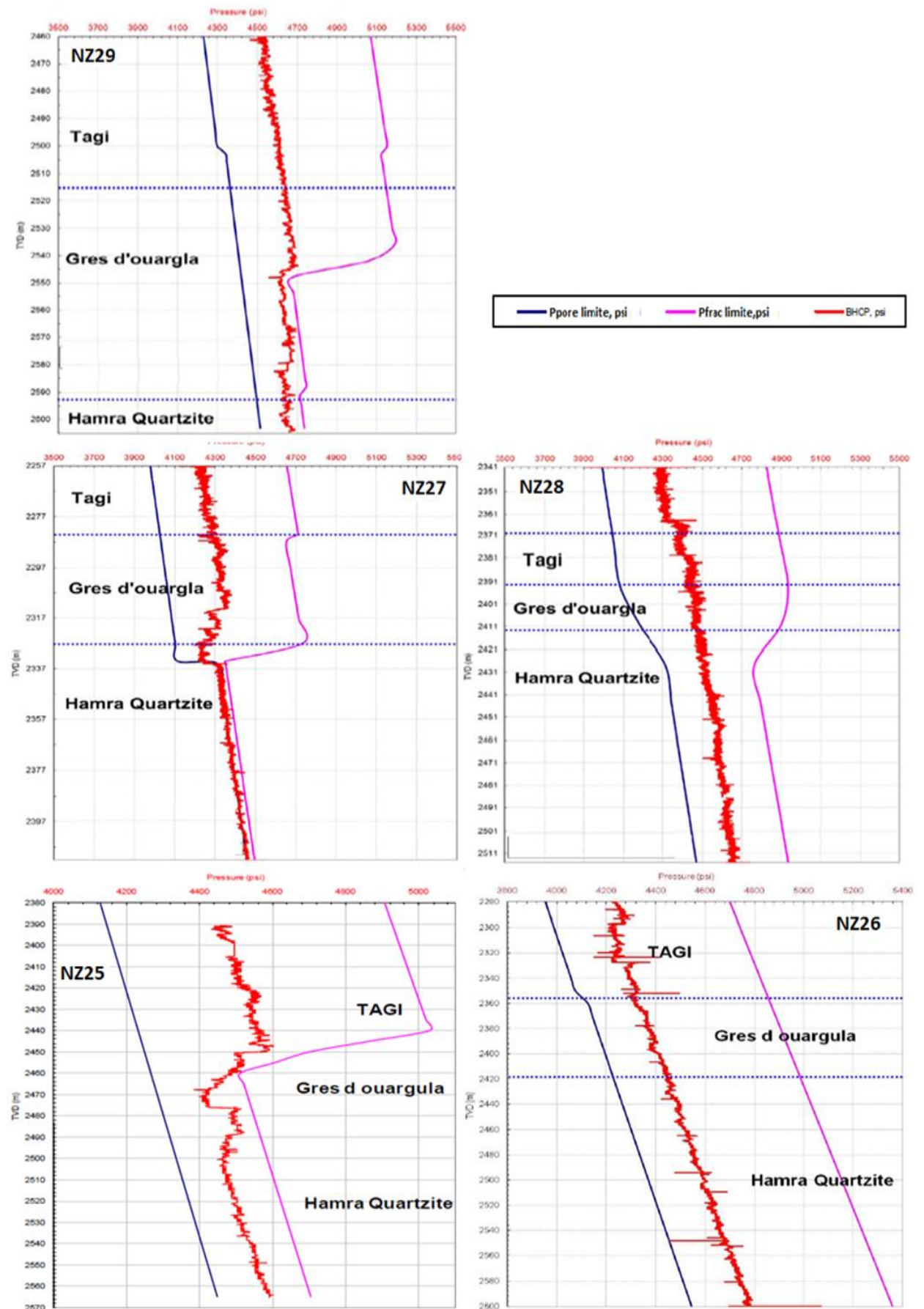


Fig.III.1 : Fenêtres de forage des puits ciblés, phase 6", champ Nezla [25].

3.2. MPD des puits ciblés

Une fenêtre de forage dépend des caractéristiques pétro-physiques et mécaniques des formations traversées. La figure III.1 et le tableau III.1 indiquent que les fenêtres de forage des TAGI pour les puits est plus large que celle de Grés de Ouargla et de Quartzites Hamra. La marge de Quartzites Hamra la plus étroite est enregistrée à une profondeur d'environ 2300 m, par contre les autres marges sont un peu plus larges et plus profondes, commençant aux environs de 2400 m. L'étroitesse de la marge de forage signifie que la pression de pore est très proche de pression de fracturation, ou bien la faiblesse de porosité. Donc différents intervalles interprète l'hétérogénéité mécanique de cette formation.

La couche la plus épaisse de Quartzites Hamra est enregistrée dans le puits NZ23 (213 m) [26] et la plus faible est à NZ29 (12m) plus qu'elle est étroit [27]. Le puits NZ27 correspond à la marge la plus étroite le long de 90 m, donc il représente le défi entre ces puits ciblés [28].

Concernant les plages des ECD appliqués, le puits NZ23 a eu deux ECD différents entre le forage de TAGI, entre 1.32 et 1.33 sg, et les Grés de Ouargla et le Quartzites Hamra entre 1,31-1,32 sg [26]. La même chose est enregistrée à NZ25, avec une diminution jusqu'à de 1,26 sg entre le sommet de GO et QH [29]. En revanche NZ26 et NZ28 ont maintenu la même marge en traversant les trois formations composantes la phase 6", 1,29 à 1,30 sg [30] et 1,30 à 1,32 sg [31] respectivement. À propos de NZ27, le forage a commencé par 1,29 à 1,31 sg, puis c'est resserré à 1,31 sg vu les pertes partielles enregistrées au sommet de Quartzites Hamra [28]. En dernier lieu NZ29 a eu les marges ECD les plus faibles entre 1.14 à 1.28sg (voir tab III.1) [27].

3.3. Problèmes de forage et stabilité des parois

Le puits NZ27 a enregistré des pertes partielles au sommet de Quartzites Hamra plus un scénario de venue, ont été maîtrisables par le resserrage de la marge ECD, comme c'est noté précédemment. Ces problèmes ont été prévu, vu l'étroitesse de la marge de forage et la profondeur assez longue, qui égale à 90 m [28].

Le puits NZ29 a présenté lui aussi des pertes à 2545m (Grés d'Ouargla), ce qui a impliqué le changement de la marge de densité de boue au 1.14 à 1.28 sg [27].

Les puits restants n'ont enregistré aucun problème, lors de forage. À l'exception du gaz de fond mineur.

Tab.III.1 : Les puits ciblés au champ Nezla : fenêtres de forage et ECD, phase 6".

Puits	Formation	Fenêtre de forage [sg]		ECD [sg]	TVD [m]	Epaisseur [m]
		LLT	ULT			
<i>NZ-23</i> Vertical	TAGI	1.13	1.45	1.32 - 1.33	2419 - 2460	41
	Grés d'Ouargla (OG)	1.22	1.45	1.31 - 1.32	2460 - 2482	22
	Quartzites Hamra (QH)	1.22	1.45	1.31	2482 - 2695	213
<i>NZ-25</i> Vertical	TAGI	1.22	1.45	1.31 - 1.32	2413 - 2446	33
	Grés d'Ouargla	1.22	1.29	1.28 - 1.26	2446 - 2482	36
	Quartzites Hamra	1.22	1.29	1.26	2482 - 2565	83
<i>NZ-26</i> Vertical	TAGI	1.22	1.45	1.31 - 1.32	2280 - 2354	74
	Grés d'Ouargla	1.23	1.45	1.29 - 1.30	2354 - 2418	64
	Quartzites Hamra	1.23	1.45	1.30	2418 - 2600	182
<i>NZ-27</i> Vertical	TAGI	1.24	1.45	1.30 - 1.32	2252 - 2282	30
	Grés d'Ouargla	1.24	1.43	1.30 - 1.32	2282 - 2322	40
	Quartzites Hamra	1.30	1.31	1.31	2322 - 2412	90
<i>NZ-28</i> Vertical	TAGI	1.20	1.45	1.29 - 1.30	2370 - 2394	24
	Grés d'Ouargla	1.22	1.43	1.30 - 1.31	2394 - 2414	20
	Quartzites Hamra	1.24	1.38	1.30 - 1.31	2414 - 2515	101
<i>NZ-29</i> Vertical	TAGI	1.21	1.45	1.28 - 1.29	2458 - 2503	45
	Grés d'Ouargla	1.22	1.44	1.27 - 1.28	2503 - 2579	76
	Quartzites Hamra	NA	NA	1.27 - 1.28	2579 - 2604	12

3.4. ROP et les outils de forage

Tab.III.2 : Les puits ciblés au champ Nezla : outil de forage et ROP, phase 6".

Puits	Type D'outil de forage		MD In [m]	MD Out [m]	Profondeur Forée [m]	Durée [h]	ROP [m/h]
NZ-23	Impreg		2387	2442	55	33.80	1.63
	PDC		2442	2461	19	7.00	2.71
	Impreg		2461	2482	21	27.70	0.76
	Impreg		2482	2695	213	151.5	1.41
NZ-25	Impreg	TAGI - GO	2387	2476	89	48	1.85
	Impreg	QH	2476	2565	89	33	2.70
NZ-26	Impreg		2260	2600	340	218.39	1.56
NZ-27	Impreg		2229	2412	183	159.9	1.14
NZ-28	Impreg		2328	2515	187	100	1.87
NZ-29	Impreg	TAGI - GO	2445	2579	134	90.64	1.48
	Impreg	GO - QH	2579	2604	25	08.91	2.81

D'après le tableau III.2, la réalisation de NZ23 a nécessité l'utilisation de quatre outils de forage, deux pour traverser le TAGI et un seulement pour forer le Quartzites Hamra, qui représente la plus grande portion de cette phase (213 m) avec une pénétration de 1.41 m/h. La vitesse moyenne pour forer la totalité de 308 m est de 1.4 m/h.

Le forage de la phase 6" de NZ25 et NZ29 a imposé deux reprises, selon les formations traversées, ce qui a influé sur le ROP. La pénétration dans le Quartzites Hamra est meilleure que celle de TAGI. Les pénétrations moyennes des deux puits sont 2.2 m/h et 1.6 m/h en traversant 178 m et 159 m, respectivement.

Le puits N27 était foré par un seul outil avec une vitesse moyenne de 1.14 m/h, la pénétration la plus faible, par rapport aux autres puits étudiés, en traversant en quasi-totalité 183m.

Une bonne maîtrise de sélection et d'utilisation des outils de forage, à partir du 3ème puits foré par MPD dans ce champ, au 8ème puits (N29). Généralement, les vitesses d'avancement, des six puits étudiés se rapprochent (voir fig.III.2).

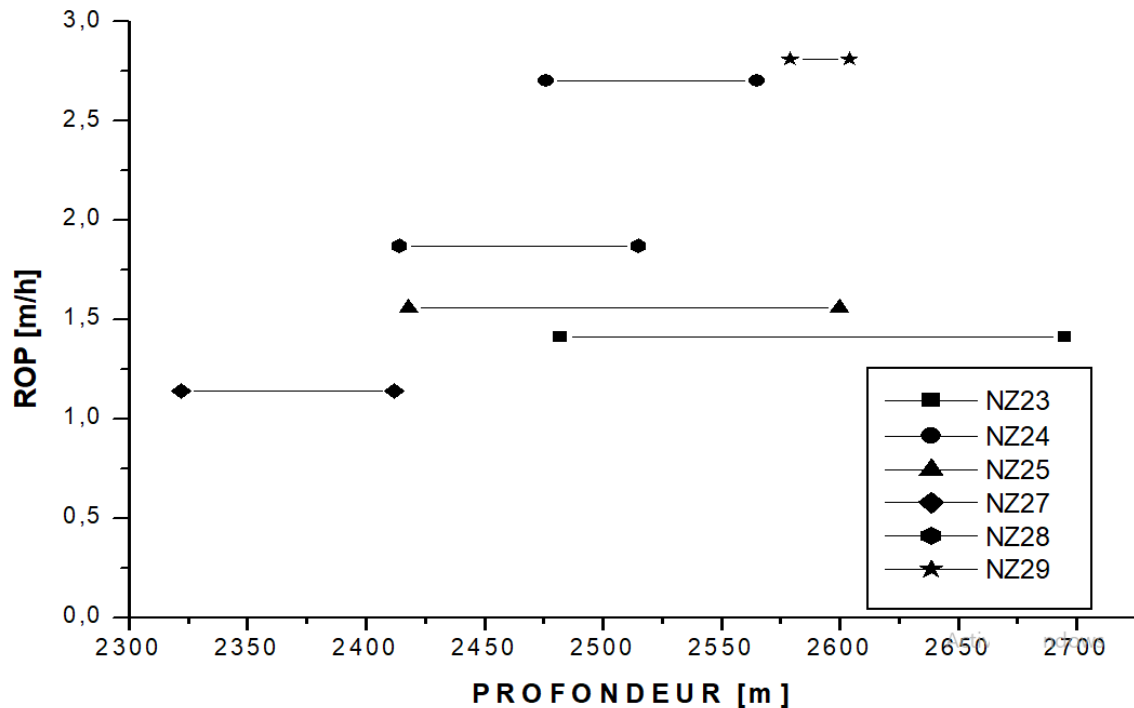


Fig.III.2 : Variation de ROP en fonction de la profondeur de QH, champ Nezla.

3.5. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause

Le puits NZ28 a eu le temps non productif le plus élevé, avec un taux de 3.9 %, causé par des dommages à la rainure du joint de la cuvette en raison du désalignement, les dommages internes ont été causés par le joint de 6 5/8 " de la tige de forage de 5 1/2 " à l'intérieur du corps de 7 " Roulement RCD, conduisant à un frottement interne élevé qui endommage les joints d'étanchéité du refroidissement et du réservoir d'huile [31]. Le puits NZ27 a un taux de 1.1 % qui est justifié ci-dessus [28] et 0.1 % de NZ23 est due à un coincement qui a duré une heure d'intervention (voir tabIII.3) [26].

Tab.III.3 : Les puits ciblés au champ Nezla : temps non productif.

Puits	NZ23	NZ25	NZ26	NZ27	NZ28	NZ29
Nombre de jour de réalisation	34	14	18	11	08	32
Temps non productif [%]	0.1	00	00	1.1	3.9	00
Profondeur forée [m]	276	152	320	160	145	127

4. Application de MPD dans le champ Hamra

Le champ Hamra est l'un des principales zones productrices d'hydrocarbures au Sud-Est Algérien. Il se trouve dans le grand Erg oriental à une altitude de 285m, situé à 300Km au Sud de Hassi Messaoud, à 800Km du chef-lieu de la wilaya d'ILLIZI et à 60Km de Rhourde Nous.

La culmination de Hamra a été découverte à la suite des travaux de prospection de reconnaissances par gravimétries effectuées en 1953-1956 sur le permis de Hassi el-Biod.

Le premier puits HA-01 a été foré sur la bordure suite à une anomalie positive décelée par l'étude gravimétrique.

- 04 puits d'exploitation ont été forés jusqu'en 1962.
- 13 puits de délinéation ont été forés de 1976 à 1986.
- 07 puits complémentaires ont été forés de 1992 à 1994.
- 09 puits de développement sont en cours de forage depuis 2016, jusqu'à ce jour (voir fig.III.3) [25].

✓ Problèmes de forage dans les sections du réservoir

Le gisement de Hamra se compose de grès durs et de réservoirs quartziques, fortement fracturés, en particulier les réservoirs Grés d'Ouargla et Quartzites Hamra, et caractérisé par une fenêtre de pression étroite.

Le forage de cette section doit être effectué de manière à maintenir le BHP entre les limites de la fenêtre requise, ce qui est pratiquement difficile.

Une mauvaise manipulation de cette pression a conduit à des événements indésirables (pertes, venues, ...etc). Il est évident que la pression change au cours du forage, ce qui finira de traverser l'une des limites supérieures ou inférieures des formations.

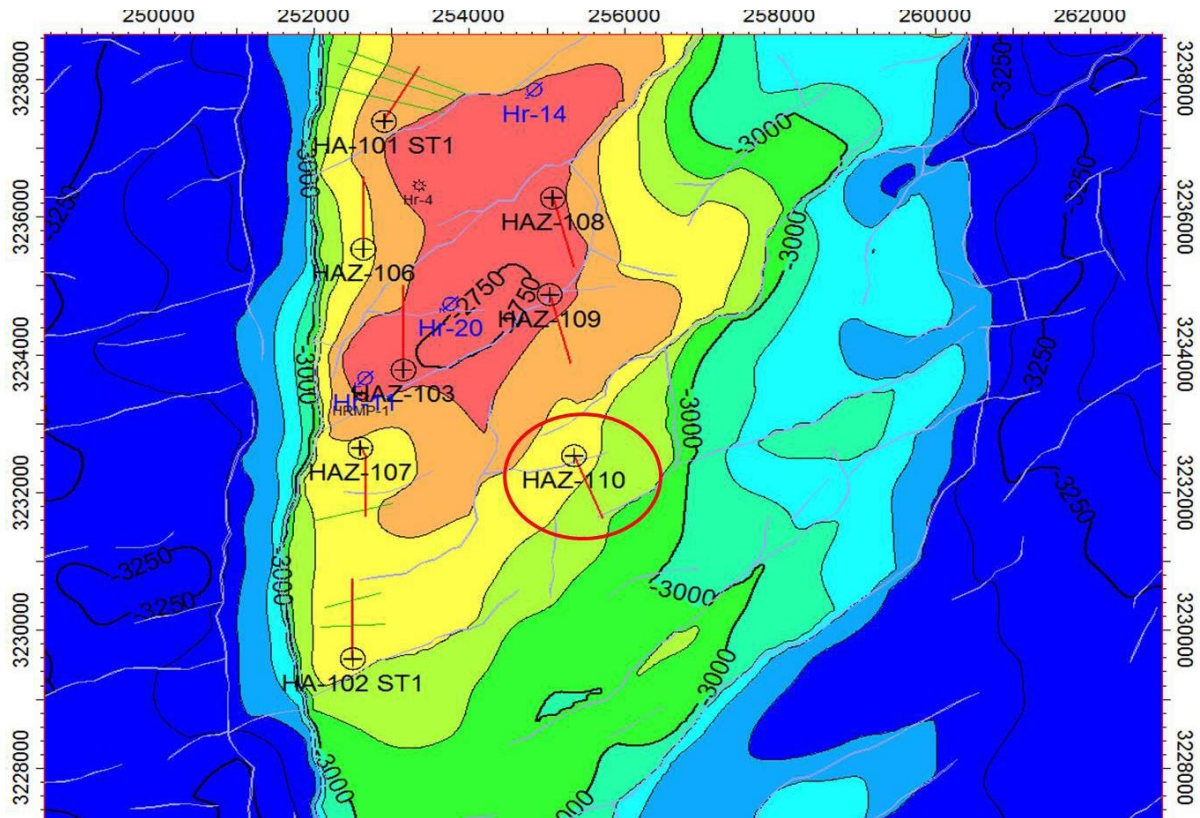


Fig.III.3 : Positions des puits ciblés au champ Hamra [32].

4.1. Présentation des puits ciblés

La technique MPD a été appliquée dans ce champ afin de vaincre les problèmes potentiels et rendre le forage dans ces réservoirs plus adaptable et réussite.

Les puits ciblés dans cette zone sont des puits plus récemment forés dans Hamra qui sont : HAZ106, HAZ107, HAZ108 et HAZ109, le choix de ces dernier est basé sur les formations traversées, en formant la phase productrice de 6", imposant des potentiels des pertes de circulation et des venues qui peut endommager la structure du réservoir (voir fig.III.3).

4.2. MPD des puits ciblés

La sélection de fenêtre de travail dépend des caractéristiques pétro-physiques et mécaniques des formations traversées. Selon le tableau III.4, les tests des limites effectués afin de déterminer la fenêtre de forage, les fenêtres de forage des Grés d’Ouargla pour les puits ciblés sont plus larges que celle de Quartzites Hamra. La marge de Quartzites Hamra la plus étroite est enregistrée au niveau du puits HAZ107 à une profondeur verticale 3137m, par contre les autres marges sont plus larges à une profondeur verticale 3075m d’environ. La couche la plus épaisse de Quartzites Hamra est enregistrée dans le puits HAZ106 (837m) et la plus faible est à HAZ107 (103m).

Concernant les valeurs des ECD utilisés, les puits HAZ107, HAZ108 et HAZ109 partagent le même intervalle entre 1.17 et 1.18 sg pour forer le Grés d’Ouargla. Concernant les Quartzites Hamra, l’ECD le plus faible (1.17 sg) est utilisé au HAZ107. Le puits HAZ109, traverse Grés El Atchane avec un ECD de 1.18 sg. D’après ces renseignements le puits HAZ-107 pose le défi de forage, parmi ces puits ciblés.

Tab.III.4 : Les puits ciblés dans les champs Hamra : fenêtres de forage et ECD, phase 6".

Puits	Formation	Fenêtre de forage [sg]		ECD [sg]	TVD [m]	MD [m]	Epaisseur [m]
		LLT	ULT				
HAZ106 Horizontal	Grés d’Ouargla	1.16	1.20	1.16-1.17	3042 - 3075	3097 - 3163	66
	Quartzites Hamra	1.14	1.24	1.17-1.18	3075 - 3268	3163 - 4000	193
HAZ107 Horizontal	Grés d’Ouargla	1.08	1.50	1.17-1.18	3105 - 3137	3228 - 3419	32
	Quartzites Hamra	1.14	1.17	1.17	3137 - 3240	3419 - 4010	103
HAZ108 Horizontal	Grés d’Ouargla	1.08	1.50	1.17-1.18	3024.4-3080.9	3104 - 3262	56.5
	Quartzites Hamra	1.15	1.28	1.19-1.20	3080.9-3223.1	3262 - 4115	142.24
HAZ109 Horizontal	Grés d’Ouargla	1.07	1.44	1.17-1.18	3000 - 3075	3041 -3119	75
	Quartzites Hamra	1.08	1.35	1.17-1.18	3075 - 3203.7	3119 - 3155	128.7
	Grés El Atchane	1.10	1.32	1.18	3203.7 - 3242	3155 - 3819	38.3

4.3. Problèmes de forage et stabilité des parois

En traversant les Quartzites Hamra, le puits HAZ106 a enregistré des pertes partielles, dues à l'augmentation progressive d'ECD jusqu'à 1,185 sg au fond du trou, ce dernier est rétréci à 1,18 sg et maintenu jusqu'à la cible. Aucun gain n'a été détecté pendant le forage de la section 6", le seul gain a été détecté durant la manœuvre en raison de l'effet de Swabbing et de la fenêtre étroite [33].

Dans le puits HAZ107, un trou non tubé le long de 190m a été foré à travers les formations de Grès d'Ouargla et Quartzites de Hamra avec un scénario des pertes et venues. Après, le forage est arrêté à une MD 3419m, au lieu de 4010m programmé. Ces problèmes ont été prévus, vu l'étroitesse de la marge de forage en traversant 190m [34].

Le HAZ-108 n'a présenté aucun problème, jusqu'à la profondeur programmée 4115m. Après une mise en contrôle de venue, aucun test de limite inférieure n'est effectué pour éviter toute situation incontrôlable [35].

La section 6" de puits HAZ109 a été forée jusqu'à une profondeur totale de 3819m, ce qui est inférieur à la profondeur planifiée initiale de 4000 m. La cible principale est forée dans les grès d'Ouargla et Quartzites Hamra qui représentent les couches réservoirs principales. Une série des tests de limites supérieurs / inférieurs a été effectuée afin de déterminer la fenêtre réelle pendant les opérations, où une micro perte et un gain ont commencé à se produire. La phase 6" est achevée aux Grés El-Atshane (Top à 3608 m MD) qui a une moyenne de 80% d'argiles dans sa composition qui augmente le risque de coincement [36].

4.4. ROP et les outils de forage

Généralement, d'après le tableau III.5, la réalisation des puits ciblés a nécessité plusieurs outils de forage, dont Quartzites Hamra a consommé le nombre le plus élevé des outils de forage. Concernant le puits HAZ106, le forage de 824m a utilisé cinq outils de forage, parmi ces outils, quelques-uns sont sortis avec des dommages élevés et des conditions sous-jauge en raison d'abrasivité de cette formation. Le dernier outil est sorti en bon état en raison de la courte longueur forée [33]. Le puits HAZ108 a imposé six

outils de forage pour réaliser plus de 266m de profondeur [35]. Par contre la réalisation de HAZ109 n'a nécessité que deux outils de forage [36].

La figure III.4, montre que les vitesses d'avancement changent en fonction des tronçons traversés, bien que la formation est toujours la même, ainsi que, dès fois le type de l'outil est identique, prenant comme exemple les puits HAZ106 et HAZ108. La meilleure pénétration est enregistrée en cours de forage de HAZ106 vers sa fin de réalisation, comme le tronçon foré était très court (02 m).

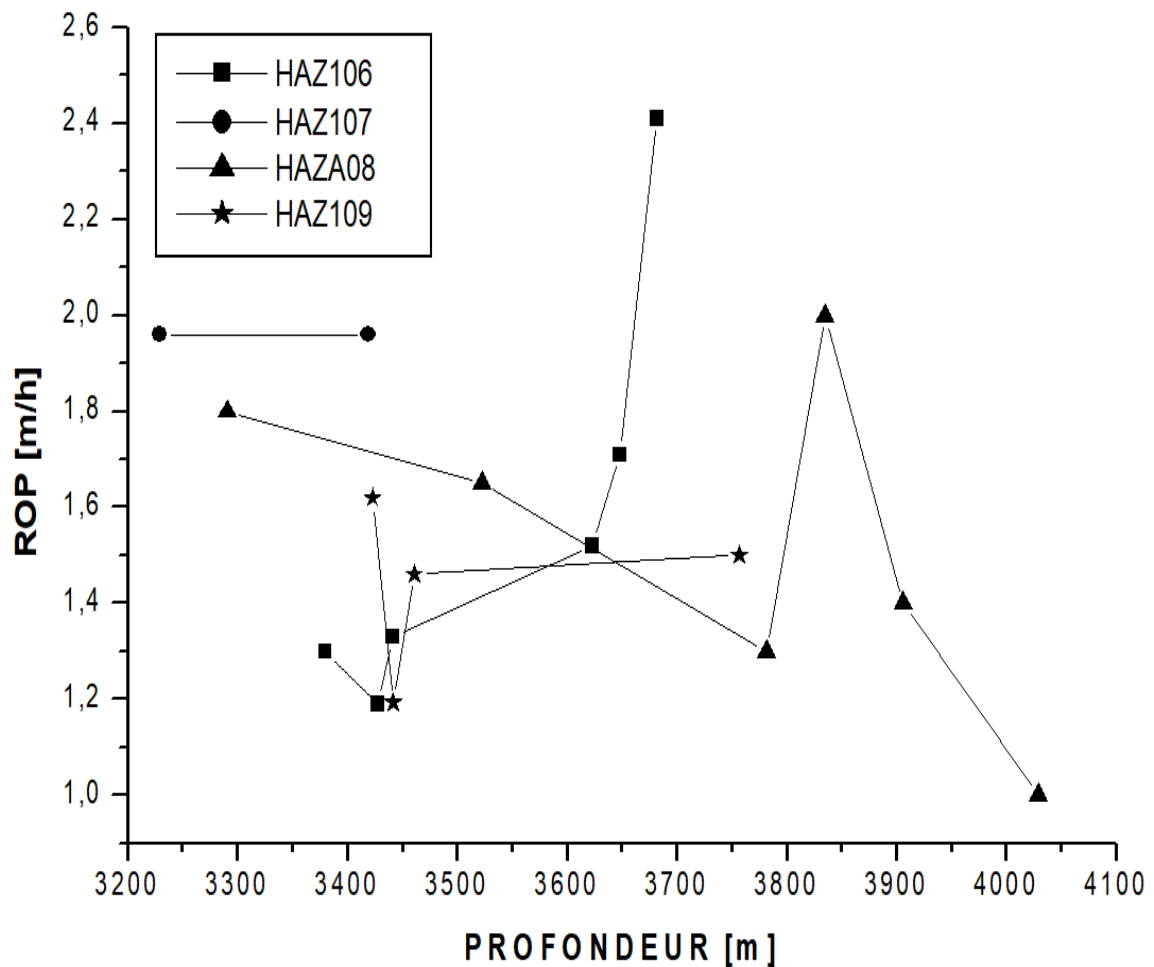


Fig.III.4 : Variation de ROP en fonction de la profondeur de QH, champ Hamra.

Tab.III.5 : Les puits ciblés au champ Hamra : outil de forage et ROP, phase 6".

Puits	Type D'outil de forage N° de série Formation	MD In [m]	MD Out [m]	Profondeur Forée [m]	Durée [h]	ROP [m/h]
HAZ106 Horizontal	DD5580 (N°de série : A234801) Grés d'Ouargla	3173	3277	104	95.4	1.09
	K505BPX (N°de série : JM7543) Grés d'Ouargla / Quartzites Hamra	3277	3428	151	116.02	1.3
	DD5580 (N°de série : A229563) Quartzites Hamra	3428	3441	13	10.9	1.19
	DD5580 (N°de série : A229563) Quartzites Hamra	3441	3623	182	136.85	1.33
	DD5580 (N°de série : A234801) Quartzites Hamra	3623	3648	25	16.49	1.52
	DD5580 (N°de série : A229544) Quartzites Hamra	3648	3682	44	25.78	1.71
	K505BPX (N°de série : JM7541) Quartzites Hamra	3682	3684	02	0.83	2.41
HAZ107 Horizontal	K505BPX (N°de série : JM3780) Grés d'Ouargla	3229	3419	190	96.7	1.96
	STX-40 (N°de série : 5262594)	3419	3419	0	-	-
HAZ108 Horizontal	DD5560 (N°de série : A234798) Grés d'Ouargla	3179	3217	38	21.11	1.80
	K505BPX (N°de série : JM3785) Grés d'Ouargla	3217	3291	74	41.11	1.80
	K505BPX (N°de série : JM7534) Quartzites Hamra	3291	3523	232	128.88	1.80
	K505BPX (N°de série : JM7564) Quartzites Hamra	3523	3782	259	157	1.65
	K505BPX (N°de série : JN2388) Quartzites Hamra	3782	3835	53	40.80	1.30

	Type D'outil de forage N° de série Formation	MD In [m]	MD Out [m]	Profondeur Forée [m]	Durée [h]	ROP [m/h]
	K505BPX (N°de série : JN2273) Quartzites Hamra	3835	3906	71	35.5	2.00
	DD5560 (N°de série : A234804) Quartzites Hamra	3906	4029	123	87.86	1.40
	K505BPX (N°de série : JN2264) Quartzites Hamra	4029	4115	86	86	1.00
HAZ109 Horizontal	K505BPX (N°de série : JM7561) Grés d'Ouargla / Quartzites Hamra	3119	3442	323	199.38	1.62
	K505BPX (N°de série : JM7547) Quartzites Hamra	3442	3461	19	15.93	1.193
	K505BPX (N°de série : JM2386) Quartzites Hamra	3461	3757	296	202.74	1.46
	K505BPX (N°de série : JM2257) Grés El Atchane	3757	3819	62	41.33	1.5

4.5. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause

L'ensemble des puits ciblés dans ce champ, ont présenté des temps non productif, (voir tab.III.6). Comme le puits HAZ107 était le plus délicat, dans l'ensemble des puits ciblés dans ce champ, il a représenté le temps non productif le plus élevé, avec un taux de 8.29 %. La majorité du temps a été dépensé pour traiter les pertes de circulation significatives [34]. Le puits HAZ109 a eu un taux de 3.44 %, dépensé lors des opérations de manœuvre, en raison des fuites au niveau des installations DST [36]. Les puits : HAZ106 a enregistré un taux de 1.97 % en raison de la rupture de choke [33] et HAZ108 (0.84 %) due au manœuvre, en raison des changements des outils de forage, de POOH causé par une perte du signal MWD et du temps d'attente pour l'équipement de diaggraphie [35].

Tab.III.6 : Les puits ciblés au champ Hamra : temps non productif, phase 6".

Puits	HAZ106	HAZ107	HAZ108	HAZ109
Nombre de jour de réalisation	20	4	39	36
Temps non productif [%]	1.97	8.29	0.84	3.44
Profondeur forée [m]	521	190	936	700

5. Comparaison entre les performances MPD des deux champs

Il existe une analogie géologique entre Nezla et Hamra, comme elles partagent les formations critiques, Grés d’Ouargla et les Quartzites Hamra, composant la phase 6". La comparaison entre ces deux zones sera beaucoup plus qualitative que quantitative, vu que plusieurs différences qui se dictent par les champs (les réservoirs composant la phase étudiée) ou par le travail lui-même (nombre de puits étudiés dans chaque champs, la géométrie de la phase 6", la date de réalisation, ...etc).

5.1. Etat des réservoirs traversés et application de MPD

D’après la figure III.5, les épaisseurs des Quartzites Hamra, entre les deux champs étudiés, varient entre 213 m (NZ23) et 25 m (NZ29), cette différence représente un grand écart dans le champ Nezla, dont la moyenne de six puits égale au plus de 115 m. Par contre l’écart d’épaisseur au champ Hamra varie entre 193 m (à HAZ106) et 103 m (à HAZ107), les quatre puits ciblés dépassent 100 m, d’une moyenne d’environ 120 m, entre 04 puits.

A propos des Grés d’Ouargla, les épaisseurs sont moindres par rapport à celles des Quartzites Hamra, avec un maximum de 76 m (NZ29) et 20 m (NZ28). La même remarque précédente qui concerne les écarts de QH entre les deux champs est convenable aux GO. L’intervalle des épaisseurs au champ Hamra est engendré entre 75 m (HAZ109) et 32 m (HAZ 107). Les moyennes des deux champs sont presque du même ordre, 43 m (champ Nezla) et plus de 57 m (champ Hamra).

Les TAGI ont était pris en considération seulement à Nezla, par un maximum de 74 m (NZ26), un minimum de 24 m (NZ28) et une moyenne de plus de 41 m, balayant six puits.

Concernant les profondeurs, les deux formations critiques sont moins profondes au champ Nezla par rapports à celles de Hamra. Les Quartzites Hamra le plus profond est enregistré à 3137 m (HAZ107), automatiquement GO ayant le même critère à 3105 m, dans le même puits. Par contre la profondeur minimale de QH est à 3075m et de GO est à 3000m respectivement. Ce minimum est supérieur de la profondeur maximale au champ Nezla notée à 2579 m QH, 2503 m GO et 2458 m TAGI (voir TabIII.1 et Tab.III.2).

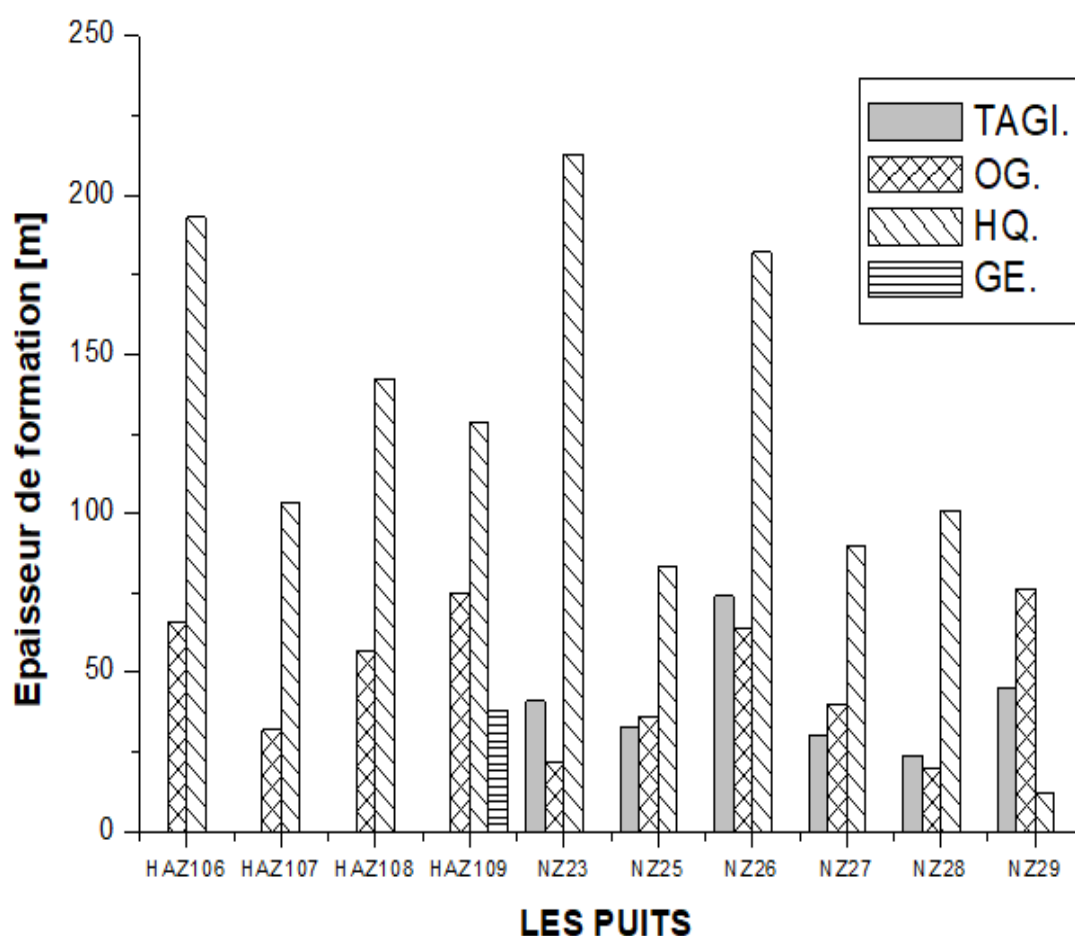


Fig.III.5 : Epaisseurs des réservoirs traversés par la phase 6" des deux champs Hamra et Nezla.

La fenêtre du forage la plus étroite est enregistrée aux Quartzites Hamra, à Nezla, 1.30 – 1.31 sg (NZ27), à 2322 m de profondeur, en traversant 90 m. En revanche, au Hamra l'intervalle le plus étroit était au HAZ107 (1.14 – 1.17 sg), à 3137 m de profondeur, lors de 103 m.

L'ECD maximal utilisé pour forer les quatre puits ciblés au Hamra, n'a pas dépassé 1.18 sg (GO) et 1.20 sg (QH). A Nezla les ECD minimaux égalent aux : 1.28 sg (TAGI), 1.27 sg (GO) et 1.26 sg (QH).

Les ULP et LLP, comme valeur, sont inversement proportionnels à la profondeur. Les caractéristiques mécaniques des réservoirs (Grès d'Ouargla et Quartzites Hamra) se diffèrent entre le champ Nezla et le champ Hamra.

5.2. Problèmes de forage et stabilité des parois

En réalisant la phase 6", parmi les six puits ciblés à Nezla, NZ27 à N29 ont présenté des problèmes de pertes de circulation plus des venues à NZ27 seulement. Par contre au Hamra un seul puits (HAZ107), sur quatre puits ciblés, était le siège des pertes de circulation plus les venues.

Les deux puits dotés des fenêtres étroites de forage, au niveau des deux champs, ils ont connus des scénarios de problème lors de réalisation de la phase 6".

5.3. ROP et les outils de forage

La dureté et l'abrasivité des formations traversées par les outils de forage s'exprime par leurs consommations.

La consommation la plus élevée est enregistrée au Hamra, en traversant la formation la plus critique, Quartzites Hamra, en marquant l'usure d'environ 16 outils de forage pour forer quatre puits au Hamra, contre 6 outils de forage pour forer six puits à Nezla (voir fig.III.6), malgré que les ULT et LLT montrent que cette formation est plus dure à Nezla par rapport à celle au Hamra (voir TabIII.1 et Tab.III.2).

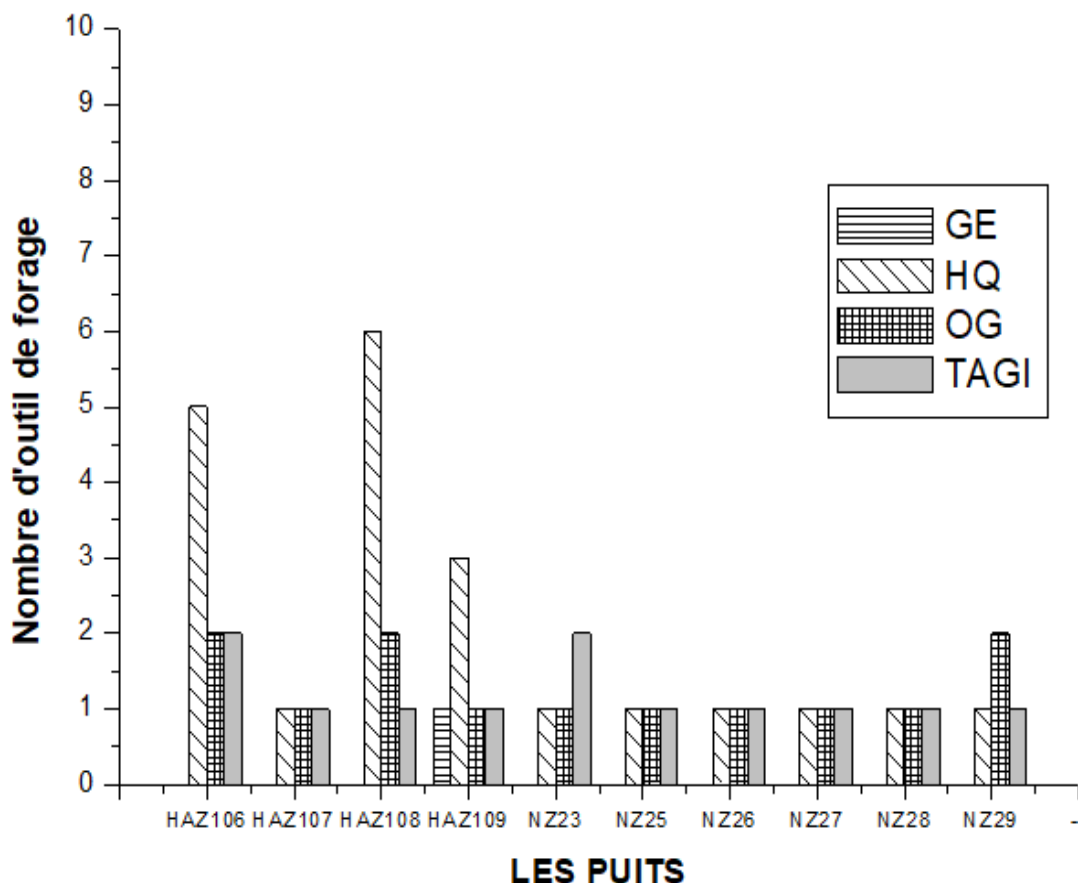


Fig.III.6 : Nombre des outils de forage consommés durant le forage de la phase 6" des deux champs Hamra et Nezla.

Donc la géométrie de la phase 6" a fait augmenter le taux de consommation des outils de forage au Hamra, comme elles sont extrêmement déviées vers l’horizontal (voir Tab.III.7). Une déviation extrême fait multiplier les frottements lors de réalisation. Cette raison influe aussi sur la vitesse d’avancement.

La vitesse d’avancement la plus élevée est enregistrée à NZ29 (2.145 m/h), vu que la profondeur forée était très courte, en ne dépassant pas 25 m dans la formation QH. N’empêche que les ROP les plus élevés sont marqués à Nezla, comme le montre la figure III.7.

Tab.III.7 : Les inclinaisons des puits ciblés au champ Hamra : phase 6".

Puits	HAZ106	HAZ107	HAZ108	HAZ109
L’inclinaison maximale	90°	90°	80°	79.35°

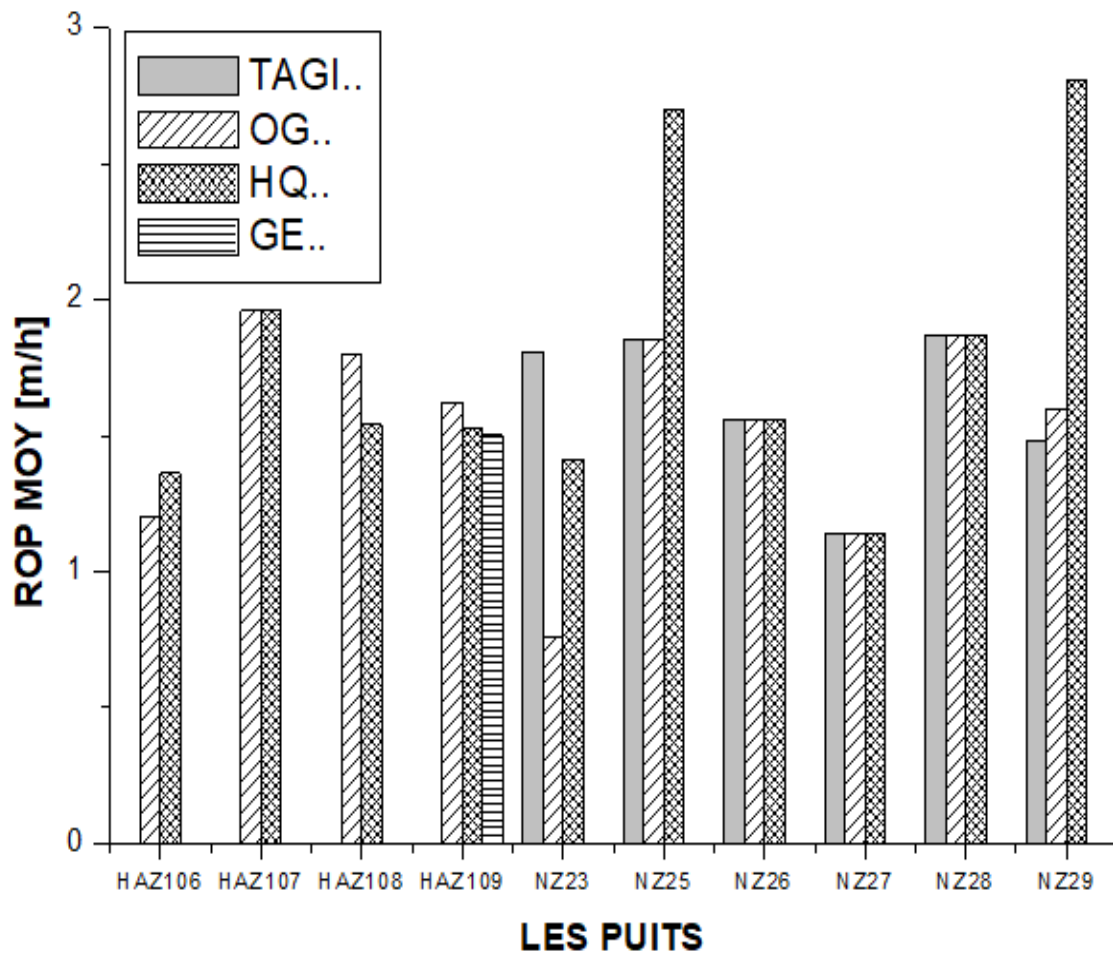


Fig.III.7 : Vitesse d’avancement moyenne durant le forage de la phase 6" des deux champs, Hamra et Nezla.

5.4. Temps non productif (NPT) / Temps de Pause

Le raison principal d’utilisation de MPD est pour réduire efficacement le temps perdu et vaincre les problèmes rencontrés durant le forage, ce qui influe sur le temps de réalisation, en remplissant l’objectif principal, forer des puits critiques sans avoir des pauses.

Tous les puits ciblés au Hamra ont présenté un Temps Non Productif, dont le NPT majeur a présenté 8.29 % dans HAZ107 et 3.44 % dans HAZ109. La majorité du temps a été consacré au scénario des pertes et venues d’un côté et au manœuvre d’un autre. Par contre à Nezla, trois puits sur six, ont eu un NPT, le maximal d’entre eux ne dépasse pas 4 % (NZ28) et il est presque nulle à NZ23. Ce qui confirme une meilleure performance MPD dans ce champ.

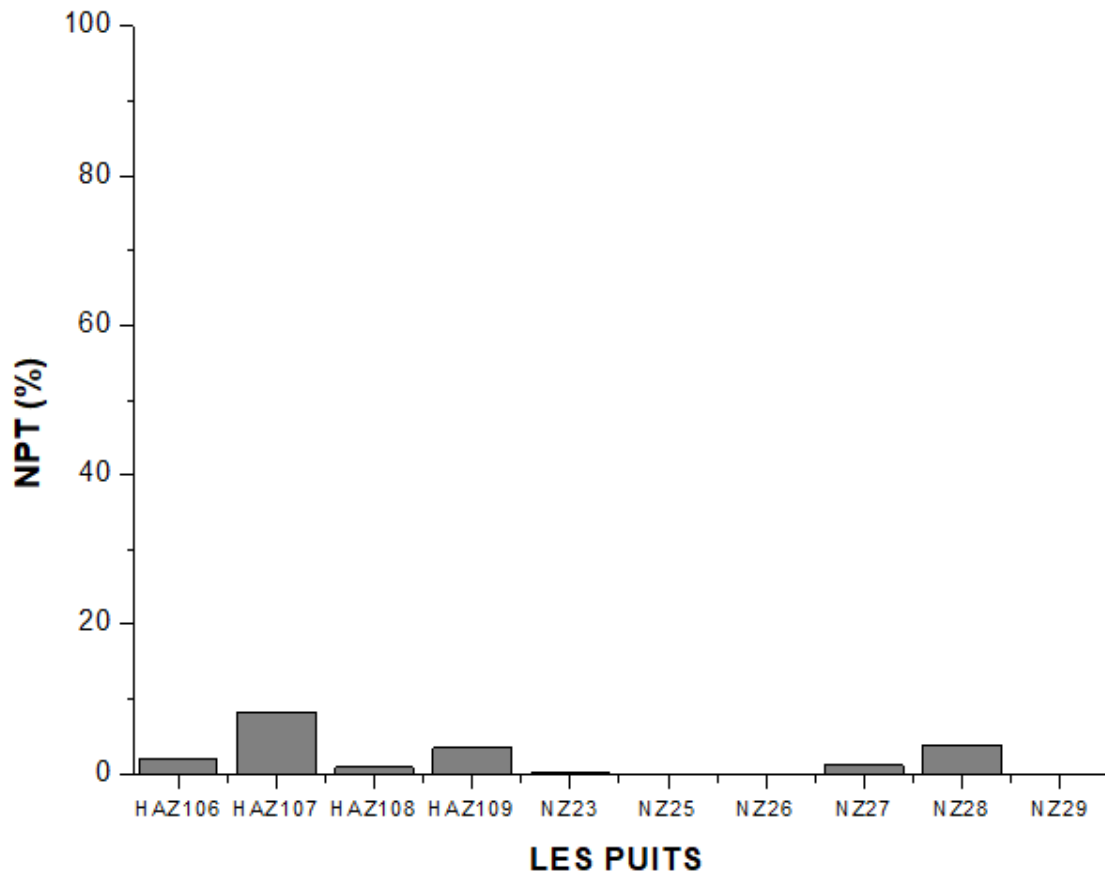


Fig.III.8 : Temps Non Productif durant le forage de la phase 6" des deux champs Hamra et Nezla.

Comme un certain NPT était due aux interventions techniques, on a essayé de balayé l'historique de MPD en Algérie. Ce dernier a démarré depuis novembre 2010 sur NZ23 puis les dernières opérations étaient au niveau de Hamra. Le perfectionnement durant la réalisation est remarquable, à travers l'inexistence des problèmes de coincement, malgré la déviation extrême de la phase 6" vers l'horizontal et la consommation des outils de forage, accompagnée par un changement à temps et efficace de ces derniers, sans causer des problèmes majeurs qui endommagent la matrice des réservoirs critiques étudiés (voir tab.III.8).

Tab.III.8 : La date d'achèvement des puits ciblés aux champs Nezla et Hamra : phase 6".

Puits	La date d'achèvement
<i>NZ-23</i>	10 Novembre 2010
<i>NZ-25</i>	18 Avril 2011
<i>NZ-26</i>	20 Août 2011
<i>NZ-27</i>	13 Novembre 2014
<i>NZ-28</i>	14 Septembre 2014
<i>NZ-29</i>	02 Janvier 2015
<i>HAZ-106</i>	2017
<i>HAZ-107</i>	02 Septembre 2017
<i>HAZ-108</i>	02 Février 2018
<i>HAZ-109</i>	19 Mars 2018



CONCLUSION

Le forage à pression gérée ou MPD, ou bien le forage dans une marge limitée par la pression de fracturation et la pression interstitielle, est non seulement une technologie instrumentée, mais elle est aussi une manière ultime pour exercer la bonne maîtrise des formations traversées et de l'environnement de forage, afin de discerner les problèmes survenus lors de ce dernier.

L'application de MDP en Algérie est prometteuse, vu qu'elle a permis de réduire efficacement les problèmes rencontrés lors du forage de la phase 6", au niveau des deux champs Nezla et Hamra, en assurant la conformité des objectifs opérationnels en ce qui concerne la sécurité, l'environnement et la performance. Des nombreux puits ont déjà été forés, ce qui nous a aidés d'acquérir une vision générale sur les réactions de telles roches potentielles de risques.

L'étude des paramètres choisis a mené à conclure ce qui suit :

- MPD a permis d'identifier plusieurs critères mécaniques et physiques des réservoirs traversés plus leur évaluation instantanée. Dont celui de Hamra Quartzites a présenté, dans les deux champs, plus de criticité, vu l'étroitesse de sa marge de forage et la nature très fine de ses grains qui forme le potentiel des problèmes rencontrés lors de forage.
- Les fenêtres de forage très étroites, prévoient des problèmes ultérieurs, ce qui implique plus de défi, c'est-à-dire plus de prévention et d'attention, pour les éviter.
- L'hétérogénéité des réservoirs traversés, au moins à l'échelle régionale, traduite par les différentes résistances mécaniques, ce qui prouve des différences des emplacements et des types de fractures existantes.
- L'amélioration de la vitesse d'avancement, plus l'amélioration de la durée de vie des outils de forage, notamment à Nezla. La consommation importante des outils de forage à Hamra est due à l'inclinaison extrême de la phase ciblée 6".
- Même la stabilité des parois, n'est pas mise en jeu, car le problème de formation de cake est presque nul, ce qui fait disparaître les problèmes de coincement. Quelques pertes de circulation ont été maîtrisables. Vu la bonne identification des marges de forage et le bon choix de la densité de boue.

- Toutes ces remarques se confirment par le temps non productif, très réduit et qui n'existe même pas dans certains cas, ce qui affirme la progression du savoir-faire requis par l'application de cette technologie.

Cette étude nous a permis seulement de fonder une vision sur l'application de MPD en Algérie, la maîtrise des formations critiques (en particulier le Hamra Quartzites) est encore lointaine, elle nécessite encore de sondage in-situ et des études approfondies, pour dévoiler tout ce qui tourne autour d'elles.

En termes de continuation de cette étude, on recommande d'autres études comparatives avec des zones qui prescrivent de mêmes problèmes, telles que Hassi Messaoud, Hassi Berkine, Oued Mya, ...etc. afin d'adapter les avantages de MPD pour faire face aux défis, de l'étaler sur tout le territoire Algérien, un objectif qui nécessite un effort supplémentaire pour trouver les parties manquantes du concept.

Etudié l'opération de nettoyage de puits lors de réalisation MPD, comme cette dernière est considérée comme un inconvénient de MPD. Afin de trouver les solutions convenables à ce type des problèmes.

La température au fond de puits influe directement sur l'état de la boue de forage, pour cette raison, discerner son effet nécessite l'étude et l'analyse.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIES

- [1]: Report on "A Guide to drilling practices on VALHALL, from an ECD management perspective", April 2001, British Petroleum.
- [2]: Well control cours, 2005, revision n°02, Centre de développement et d'application des techniques pétroliers et gaziers.
- [3]: UBO & MPD Glossary documents, 2008, IADC, <http://www.iadc.org>.
- [4]: ANANTHA SARAT SAGAR NAUDURI, Managed pressure drilling candidate selection, 2009, Office of Graduate Studies of Texas A&M University.
- [5]: Maurer engineering INC, Underbalanced drilling and completion manual, October 1996, Drilling Engineer Association.
- [6]: Bill Rehm... [et al], Managed pressure drilling, 2008, gulf publishing company, Houston, Texas.
- [7]: Smith. K, MPD helps to make problems disappear, September/October 2006, Journal of drilling contractor, 48-49.
- [8]: Medley... [et al], Distinct variations of managed pressure drilling exhibit application potential, march 2006, World oil Magazine archive, vol 227, N°3,1-7.
- [9]: Aadnoy... [et al], Advanced Drilling and well technology, 2009, SPE.
- [10]: Hannegan.D and Fisher.K, Managed pressure drilling in marine environments, November 2005, paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Qatar.
- [11]: Signa, Underbalanced Drilling Manual, 2000, Signa Engineering Corporation, Houston.
- [12]: Hani Qutob, Managed Pressure Drilling Drill the Un-Drillable, Society of Petroleum Engineers, www.spe.org/dl.
- [13]: Medley.G, P.Reynolds, Distinct variations of managed pressure drilling exhibit application potential, world oil, march 2006, PP.41-45.
- [14]: P. Fredericks... [et al], multiservice control system for automated pressure management in a shallow gas well offshore Myanmar. In IADC/SPE Drilling Conference, number 112651-MS, Florida, USA, March 2008. Society of Petroleum Engineers.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIES

[15]: SUPER AUTOCHOKE Product Bulletin, 2009, MI Swaco (Products and Services "SUPER AUTOCHOKE"), <http://www.miswaco.com>.

[16]: Stone, C. R. and Tian, Sometimes Neglected Hydraulic Parameters of Underbalanced and Managed Pressure Drilling, 28–29 January 2008, Paper presented at the SPE/IADC MPD and UBO Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, SPE 114667.

[17]: Nauduri... [et al], MPD: Beyond Narrow Pressure Windows, 12–13 February 2009, Paper presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, IADC/SPE 122276–PP.

[18]: Weatherford Data Handbook, 2002, Weatherford Drilling Company, Fifth Edition.

[19]: E. van Riet, D. Reitsma, and B. Vandecraen. Development and testing of a fully automated system to accurately control downhole pressure during drilling operations, October 2003, In SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, number 85310-MS, Abu Dhabi, United Arab Emirates, The Society of Petroleum Engineers, SPE.

[20]: P. Vieira... [et al], Constant bottom-hole pressure: Managed pressure drilling technique applied in an exploratory well in Saudi Arabia, January 2008, In SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, number 113679-MS, Abu Dhabi, UAE, The Society of Petroleum Engineers.

[21]: F. Iversen... [et al], Offshore field test of a new system for model integrated closed-loop drilling control, December 2009, SPE Drilling Completion, 24(4):518–530.

[22]: Steve Nas, Introduction to Managed Pressure Drilling, August 2008, Weatherford solutions, Weatherford Drilling Company.

[23]: D.Sasongko... [et al], Downhole isolation valve performance in drilling and subsequent completion operations, February 2011, In International Petroleum Technology Conference, number 15445-MS, Bangkok, Thailand, International Petroleum Technology Conference.

[24]: H. Askri, "Géologie de l'Algérie", 2003, SONATRACH – division exploration, centre de recherche et développement.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIES

[25]: Raouf MOKHTARI, SH-Drilling engineer, MPD technique to drill 6" the ordovicien reservoir section in NZELA field, capitalization of an acquired know-how, SONATRACH division forage.

[26]: End of well report NZ-23, NEZLA Field, 10 Novembre 2010, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[27]: End of well report NZ-29, NEZLA Field, 02 Janvier 2015, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[28]: End of well report NZ-27, NEZLA Field, 13 Novembre 2014, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[29]: End of well report NZ-25, NEZLA Field, 18 Avril 2011, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[30]: End of well report NZ-26, NEZLA Field, 20 Août 2011, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[31]: End of well report NZ-28, NEZLA Field, 14 Septembre 2014, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[32]: OFFSET Wells, Drilling Program, SONATRACH - division forage.

[33]: End of well report HAZ-106, HAMRA Field, 2017, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[34]: End of well report HAZ-107, HAMRA Field, 02 Septembre 2017, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[35]: End of well report HAZ-108, HAMRA Field, 02 Février 2018, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.

[36]: End of well report HAZ-109, HAMRA Field, 19 Mars 2018, managed pressure drilling, Weatherford International, Controlled Pressure Drilling & Testing Services.



Annexes

1. Les techniques de forage :

Depuis le dernier siècle, la recherche de pétrole et de gaz est progressivement transformée de plus en plus en une exigence environnementale. Cela a conduit au développement des nouvelles techniques qui sont plus sécurisées et capables de faire face aux situations citées ci-dessus [3]. À ce jour, les différentes techniques de forage sont généralement différenciées entre :

- Forage à pression gérée (Managed Pressure Drilling : MPD).
- Forage conventionnel (OverBalance Drilling : OBD).
- Forage sous-équilibré (UnderBalance Drilling : UBD).

Bien que le forage conventionnel soit effectué avec un système de circulation de fluide de forage "ouvert à l'atmosphère", UBD et MPD sont effectués avec un circuit fermé habituellement sous pression.

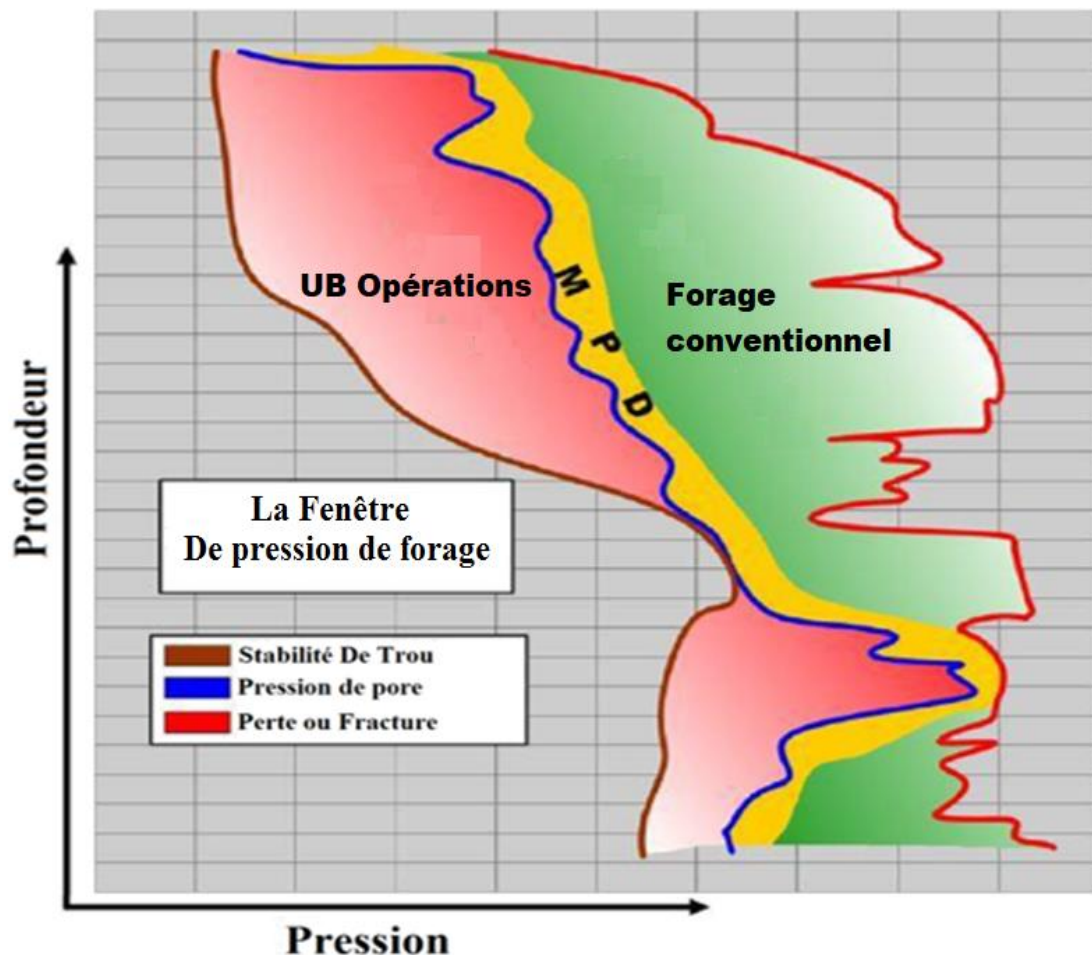


Fig.A.1.1 : La fenêtre de travail pour les différentes techniques de forage [3].

1.1. Forage conventionnel (OBD) :

Le forage conventionnel est performé avec une pression de fond (BHP) plus élevée que la pression de formation, $BHP > P_{formation}$.

Pendant les opérations de forage, les pompes de forage sont utilisées en plusieurs reprises entre marche et arrêt, pour des raisons de manœuvres et de connections ou d'autres raisons, lorsque la circulation de fluide de forage est arrêtée, la pression hydrostatique aura lieu et quand la circulation reprend son fonctionnement, une pression dynamique s'applique [4].

La pression de fond statique durant le forage conventionnel est uniquement déterminée par l'hydrostatique appliquée par le fluide de forage sur le fond. Elle est exprimée comme suit :

$$BHP_{statique} = P_{hydrostatique} = \rho \cdot g \cdot TVD \quad (A.1.1)$$

Où :

$BHP_{statique}$: est la pression de fond à l'arrêt.

ρ : est la densité de fluide de forage.

g : est la constante de gravité (9.81 m/s²).

TVD : est la profondeur verticale du puits.

Dans des conditions dynamiques, le terme ECD (Equivalent Circulating Density) ou bien "densité de circulation équivalente" est couramment utilisé pour décrire la densité réelle exercée sur la formation. La pression dynamique du fond de puits ($BHP_{dynamique}$) est alors exprimée comme suit :

$$BHP_{dyn} = ECD \cdot g \cdot TVD \quad (A.1.2)$$

Donc ECD représente "La somme de pression exercée par la colonne de fluide hydrostatique, les solides forés et les pertes de pression de frottement dans l'espace annulaire divisé par la profondeur d'intérêt" [4]. On peut l'exprimer comme suit :

$$ECD = \frac{10.2 \cdot (P_{ca} + P_{ha})}{TVD} \quad (A.1.3)$$

P_{ca} : est la pression de friction annulaire.

P_{ha} : est la pression exercée par la colonne hydrostatique.

La pression du puits, pendant le forage, augmente à mesure que la circulation du fluide et le transport des cuttings se produisent, donc $BHP_{dyn} > BHP_{stat}$.

Il est important de tenir en compte à la fois des pressions de forage statiques et dynamiques lors de la phase de planification et de forage d'un puits. BHP_{stat} du puits de forage doit être suffisante pour maintenir la pression du puits de forage au-dessus de la pression de formation-pore, tandis que BHP_{dyn} du puits doit rester inférieure à la pression de fracturation de formation. Cela peut poser des problèmes dans des fenêtres de poids de boue étroites et entraîner ainsi des pertes d'afflux qui peuvent éventuellement déclencher la nécessité d'ancrer le casing, le liner plus tôt que prévu [4].

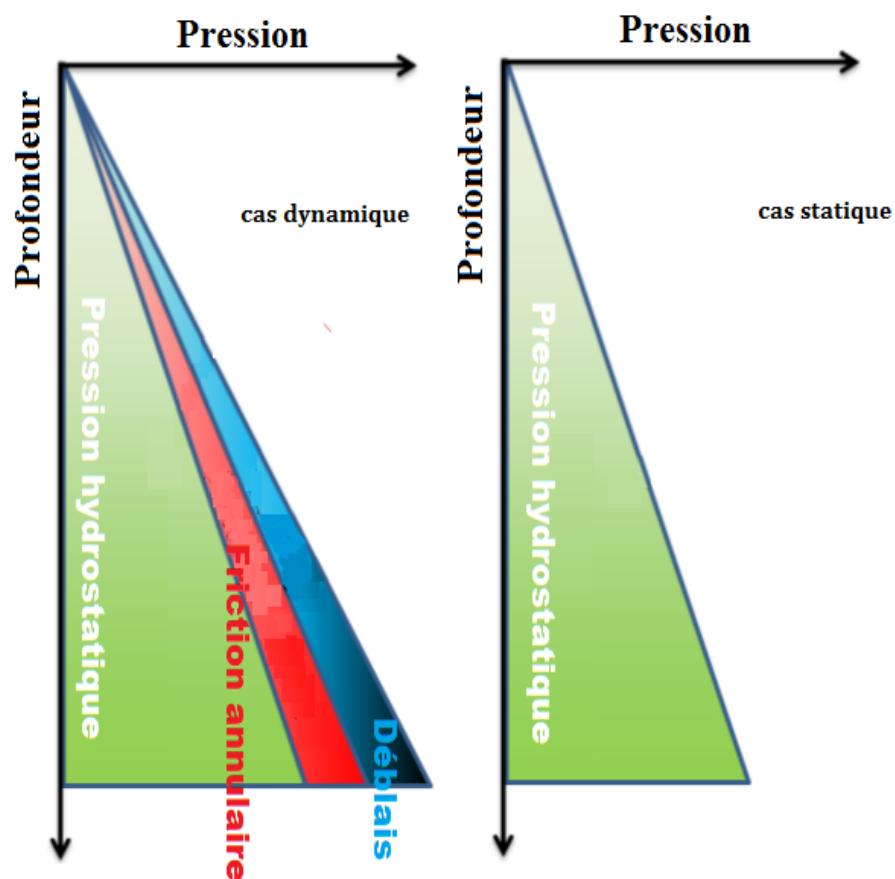


Fig.A.1.2 : La pression statique et la pression dynamique dans le forage OBD [4].

1.2. Forage sous-équilibré (UBD) :

Le forage en UBD est par opposition au forage conventionnel est achevé avec succès quand la pression de circulation au fond du puits est inférieure à la pression de formation $BHP < P_{\text{formation}}$ [5].

Cela implique l'accès intentionnel d'un afflux de fluide de formation dans le puits. Afin de contrôler et de réguler précisément le sous-équilibre du puits, et donc la quantité d'afflux de fluide de formation. Une contre-pression extérieure est appliquée à partir de la surface. La pression statique du trou inférieur pendant UBD est alors exprimée comme :

$$BHP_{\text{stat}} = \rho \cdot g \cdot TVD + PBP_{\text{stat}} \quad (\text{A.1.4})$$

Où :

PBP_{stat} : est la quantité de contre-pression appliquée pendant les conditions statiques.

Lorsque les pompes de boue sont allumées et la circulation initiée, la pression du trou est exprimée selon :

$$BHP_{\text{dyn}} = ECD \cdot g \cdot TVD + PBP_{\text{dyn}} \quad (\text{A.1.5})$$

PBP_{dyn} : est la quantité de contre-pression appliquée pendant les conditions dynamiques.

La quantité de contre-pression appliquée pendant les conditions statiques et dynamiques peut être contrôlée de sorte qu'une pression de fond plus stable soit obtenue.

Si une formation poreuse contenant un fluide est foré par UBD, ces fluides entreront dans le puits. Cela rend plus compliqué l'estimation de la pression du trou dans les conditions statiques et dynamiques, en particulier si le fluide de formation est du gaz, qui déplacera et remplacera le fluide de forage. Cela entraînera une diminution de la pression du puits, car le gaz a une densité inférieure à celle du fluide de forage [5].

Au fur et à mesure que le gaz augmente et que la pression du fluide hydrostatique diminue, le gaz se dilatera et provoquera l'élimination de plus de fluide de forage. D'un point de vue conventionnel, la situation décrite ci-dessus est

considérée comme une venue, c'est-à-dire un afflux incontrôlé de flux de formation. Cependant, lors d'un forage UBD, il est prévu d'inviter le fluide de forage dans le puits. Grâce à l'invention de la contre-pression, une telle situation peut être efficacement contrôlée de manière sûre. Si soudain, le flux de fluides de formation dépasse une valeur recherchée, la contre-pression peut légèrement augmenter, en évitant ainsi une situation incontrôlable [5].

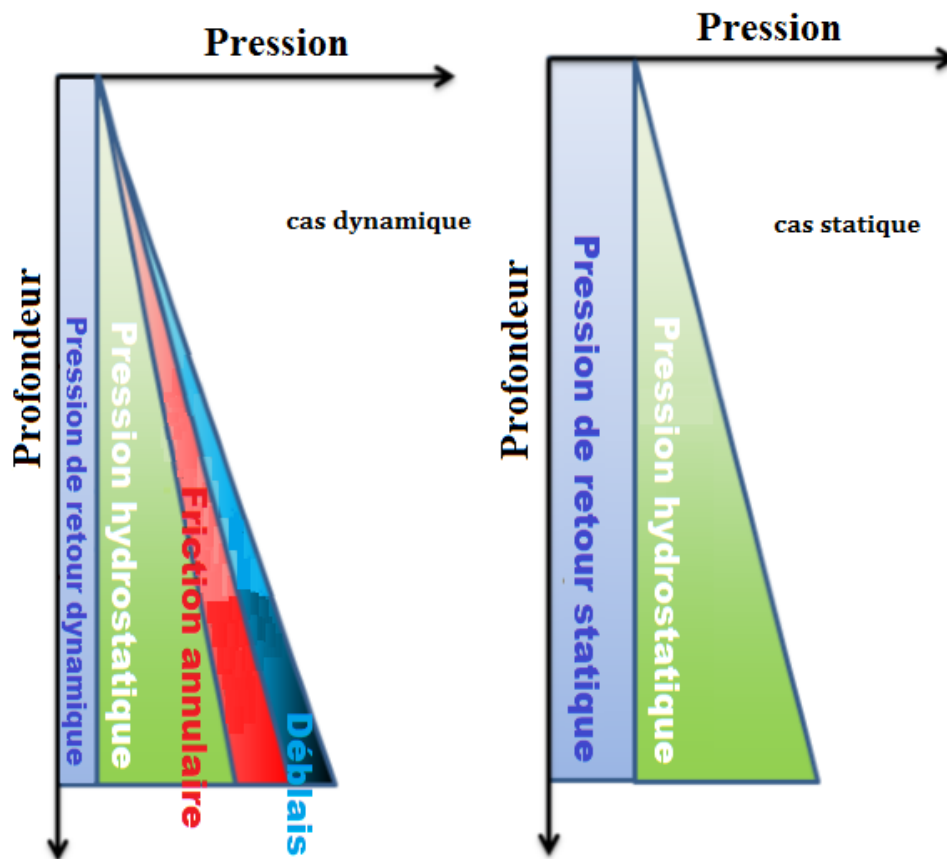


Fig.A.1.3 : La pression statique et dynamique dans le forage UBD [5].

L'UBD est généralement plus coûteux et prend du temps que le forage conventionnel, malgré cela, le forage en UBD a évolué pour devenir une procédure relativement commune. Principalement un puits foré en UBD induit très peu des dégâts à la formation, ce qui est particulièrement apprécié lors du forage de la section du réservoir [5].

2. La stratigraphie des puits ciblés
 2.1.Champ Nezla

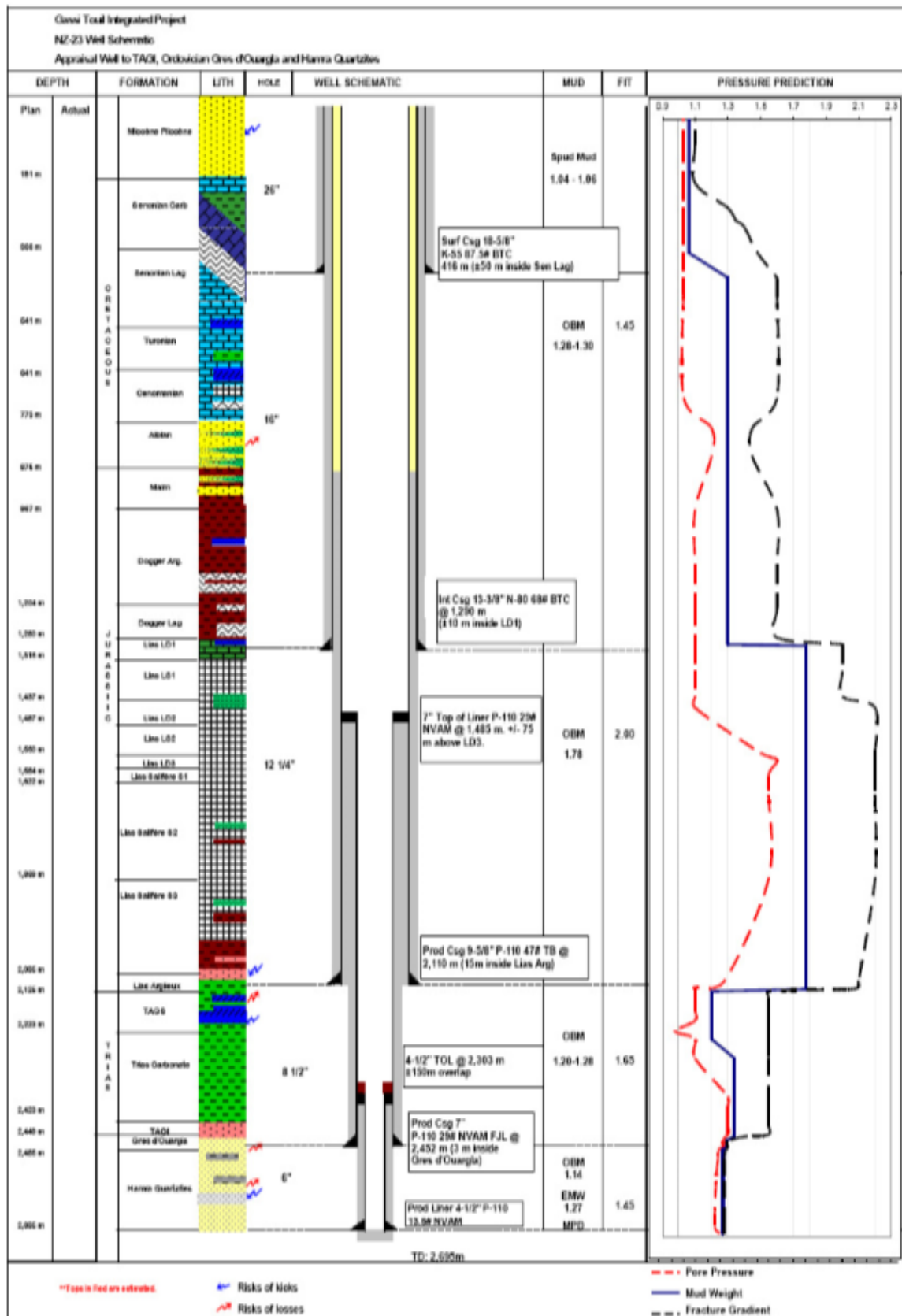


Fig.A.2.4 : Architecture de NZ23 [26].

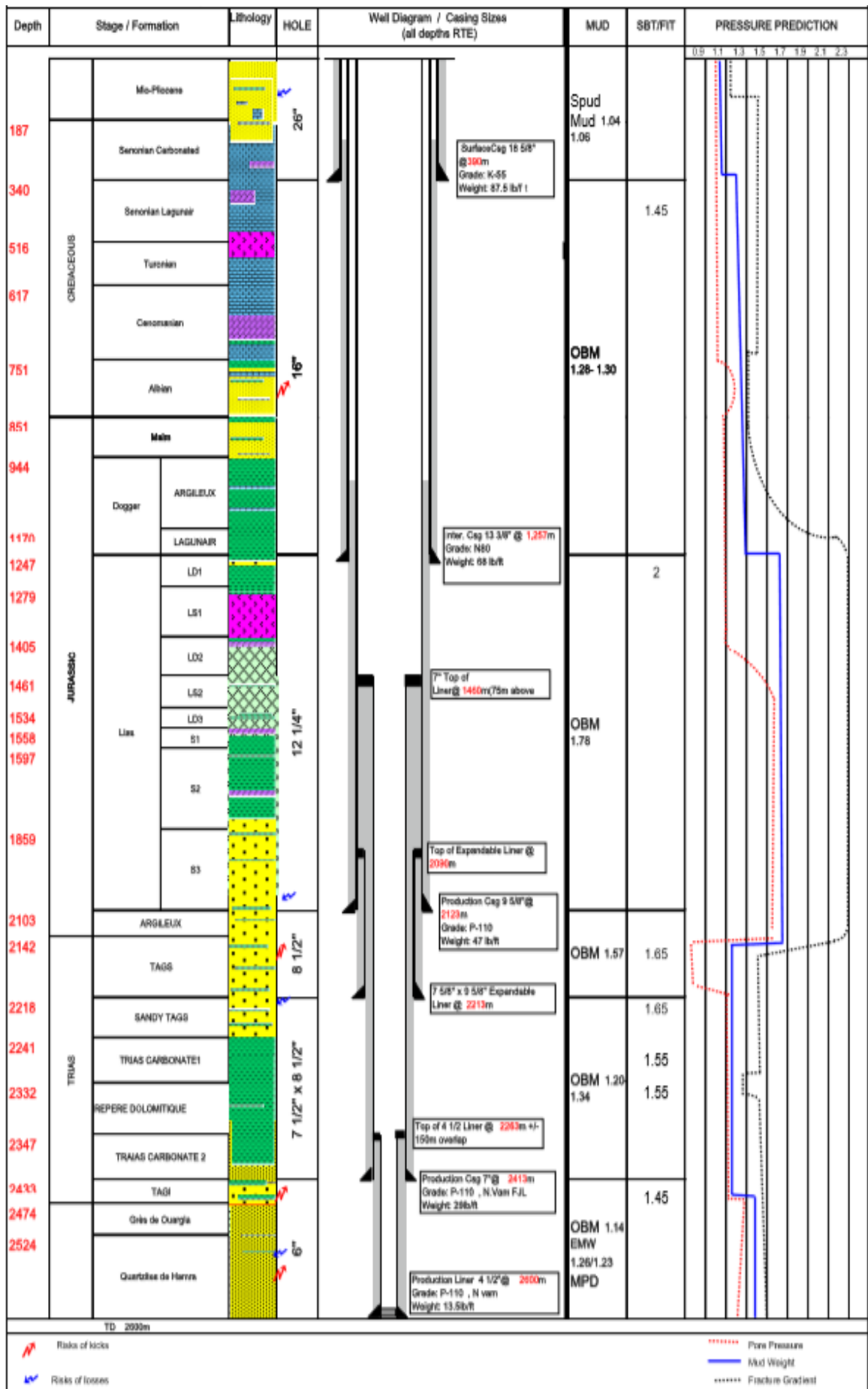


Fig.A.2.5 : Architecture de NZ25 [29].

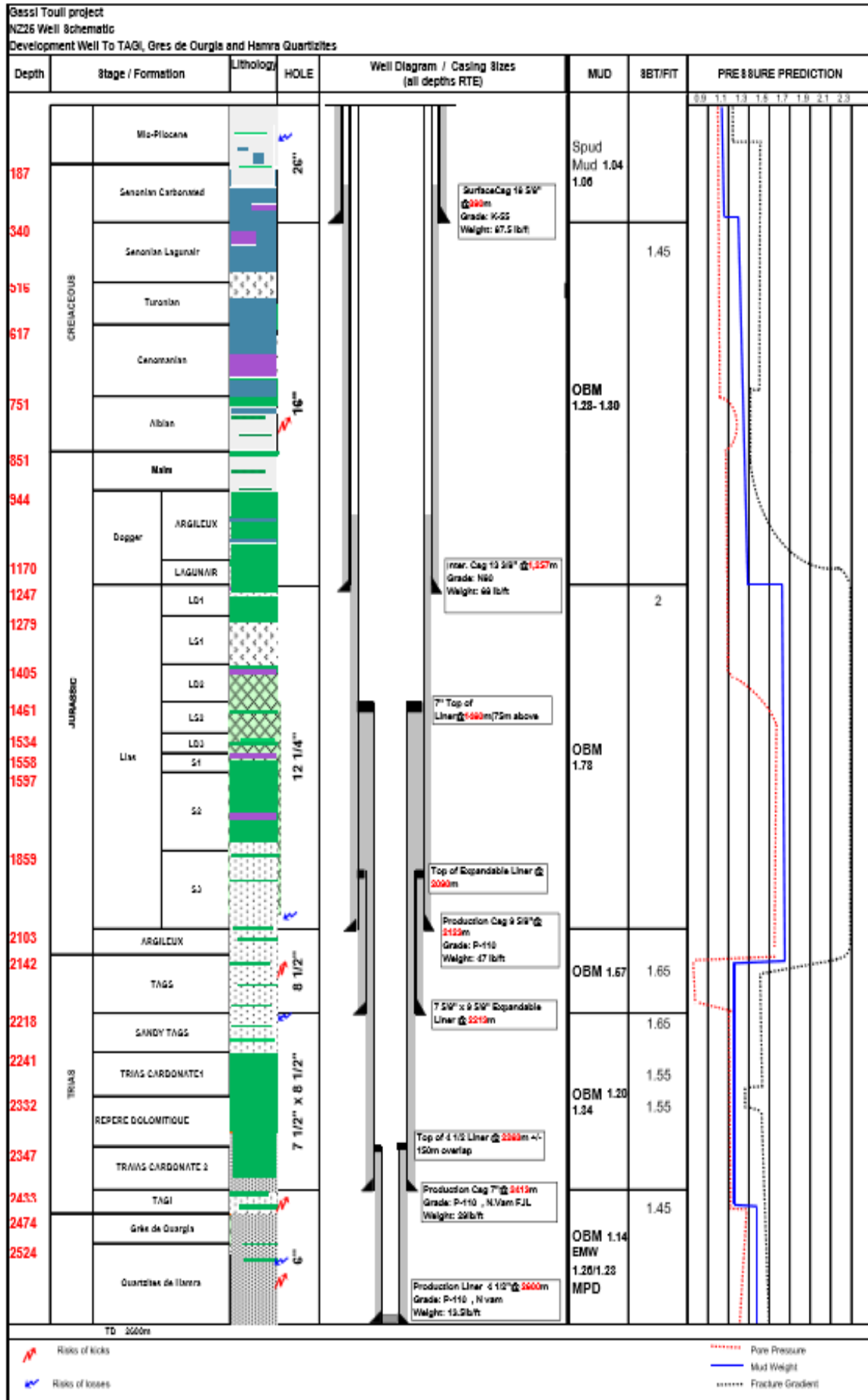


Fig.A.2.6 : Architecture de NZ26 [30].

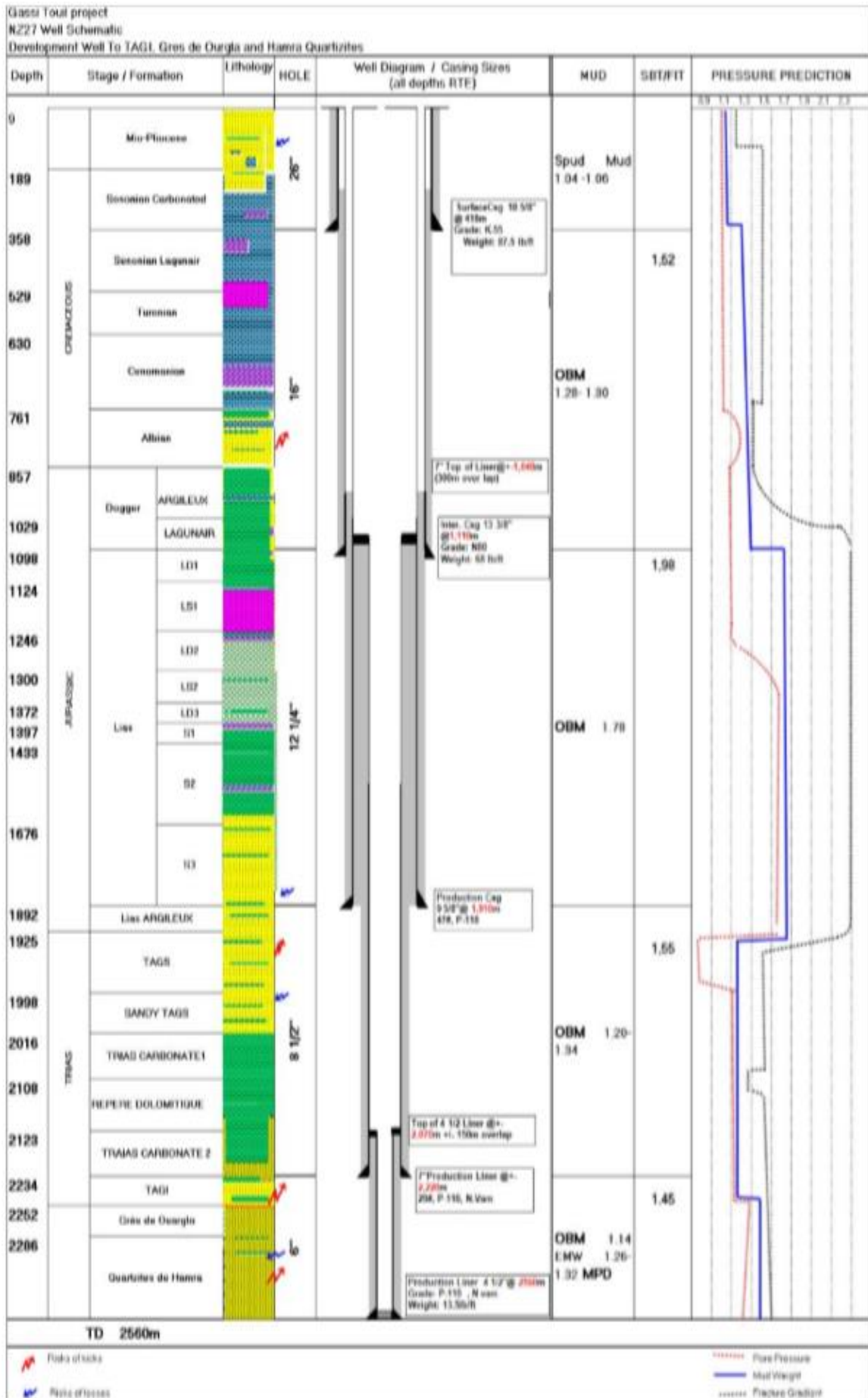


Fig.A.2.7 : Architecture de NZ27 [28].

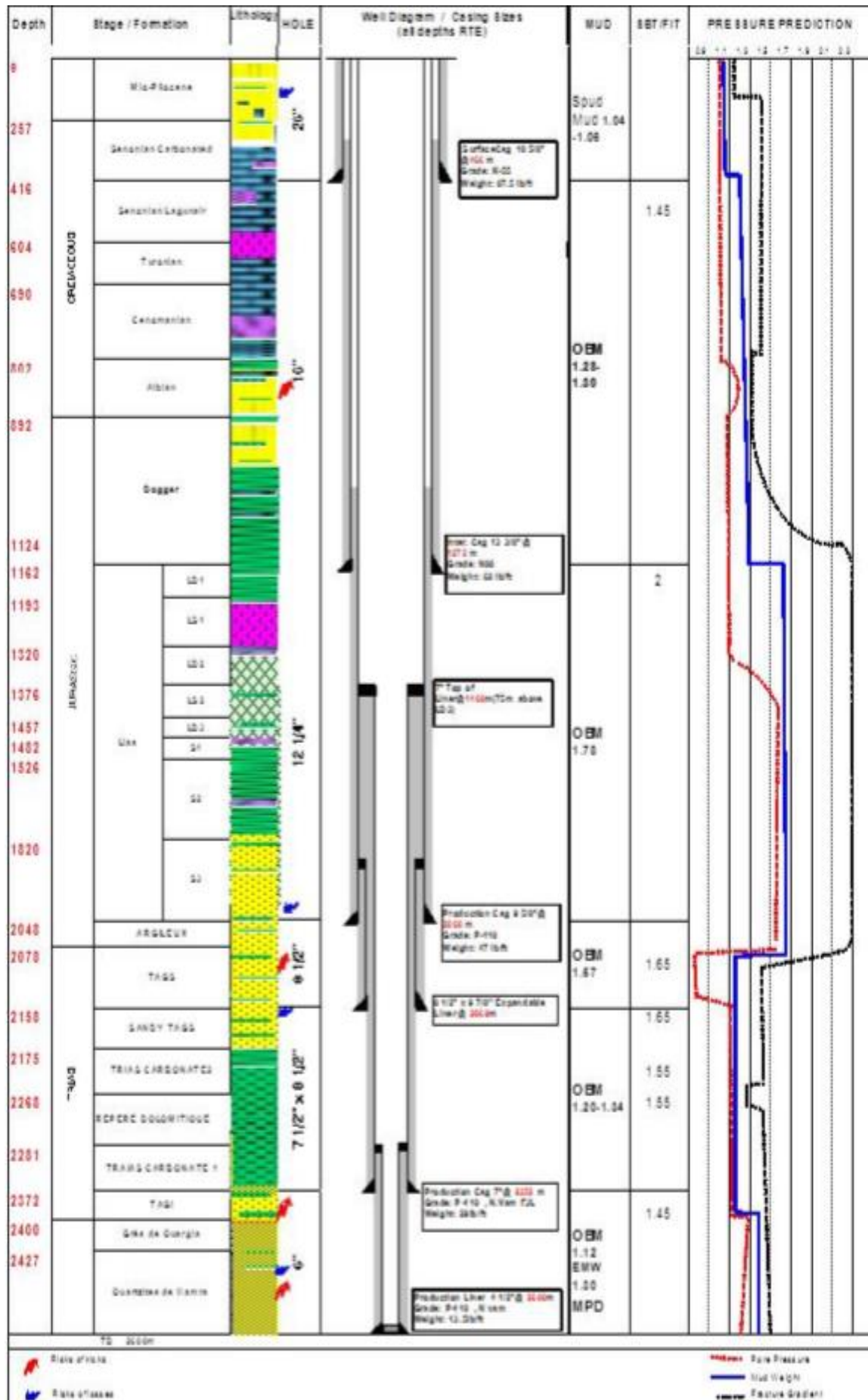


Fig.A.2.8 : Architecture de NZ28 [31].

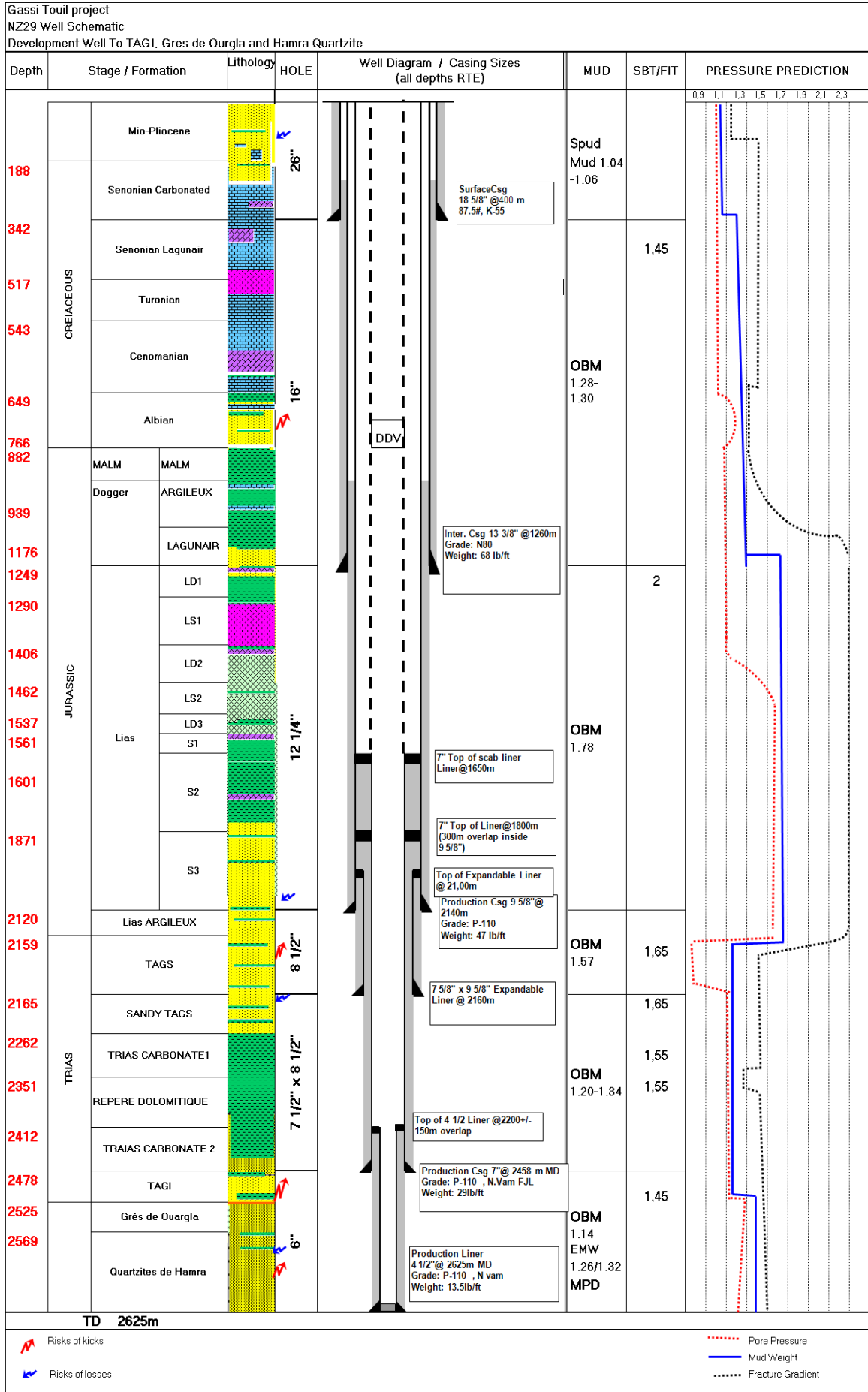


Fig.A.2.9 : Architecture de NZ29 [27].

2.2.Champ Hamra

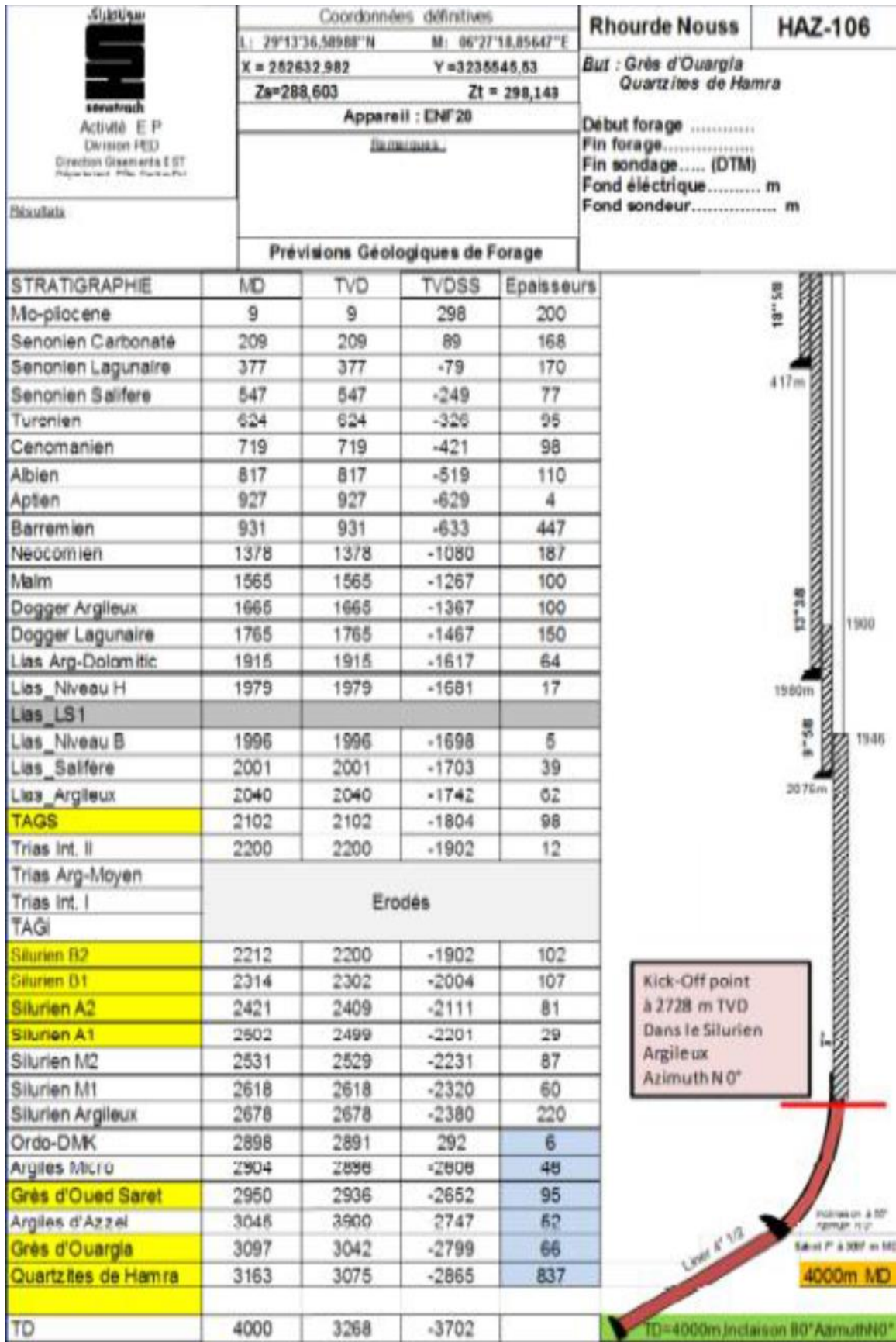


Fig.A.2.10 : Architecture de HAZ106 [33].

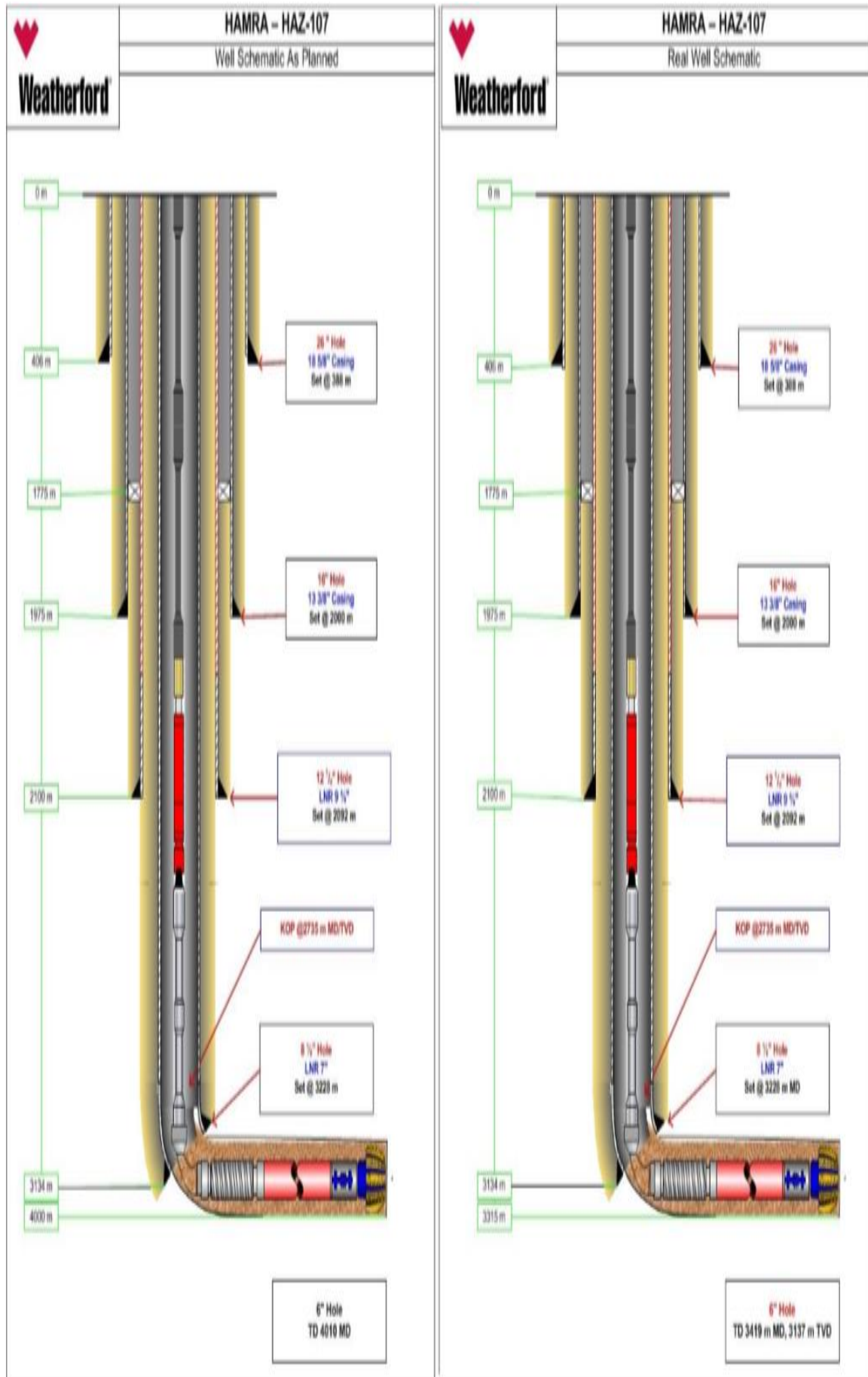


Fig.A.2.11 : Architecture de HAZ107 [34].

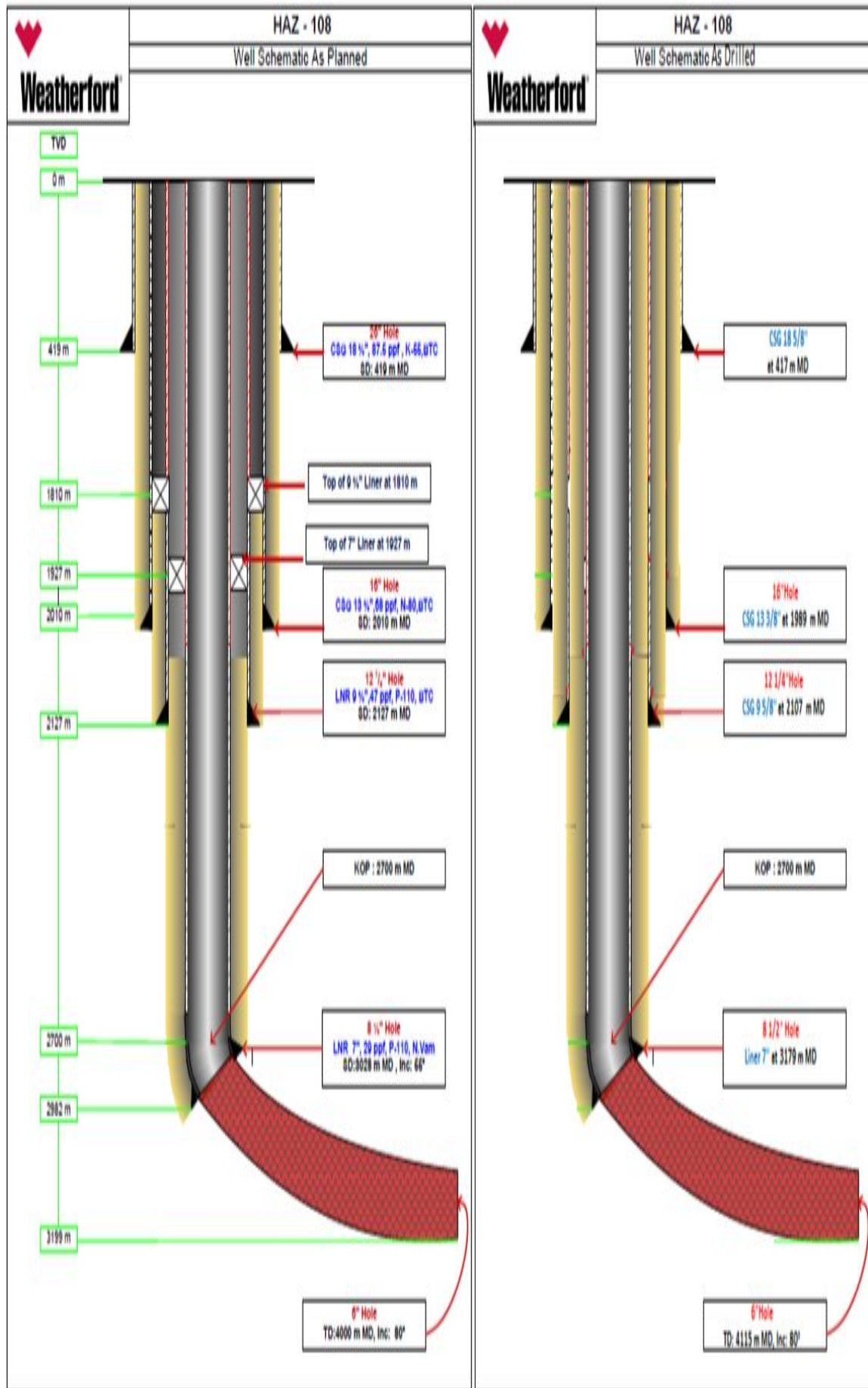


Fig.A.2.12 : Architecture de HAZ108 [35].

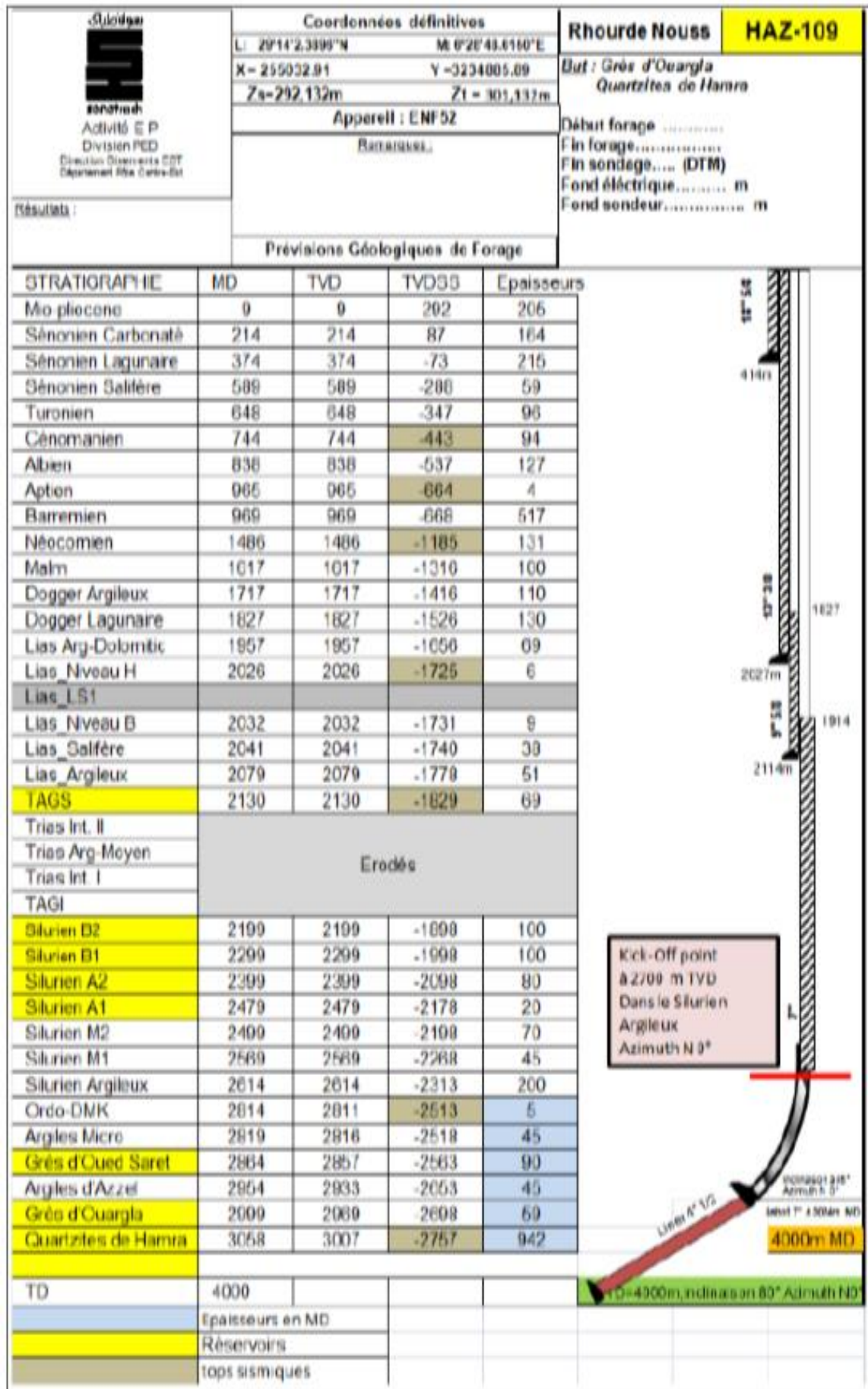


Fig.A.2.13 : Architecture de HAZ109 [36].